

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA  
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

## **Geração Fotovoltaica *On Grid* no Brasil**

DIOGO NUNES DOS SANTOS  
matrícula nº: 103134176

ORIENTADOR(A): Prof. Clarice Campelo Ferraz

SETEMBRO 2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA  
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

## **Geração Fotovoltaica *On Grid* no Brasil**

---

DIOGO NUNES DOS SANTOS  
matrícula nº: 103134176

ORIENTADOR(A): Prof. Clarice Campelo Ferraz

SETEMBRO 2013

*As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor*

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente a Deus que me deu forças para chegar ao final desse longo caminho.

À minha família, por todo o apoio e amor que me deram e por me ensinar a importância da educação e do estudo.

À minha querida namorada, Larissa, que mesmo chegando no final desse jornada, foi fundamental para me dar motivação, companheirismo e amor.

A todos meus amigos, mesmo para aqueles que estão longe no Espírito Santo, pelo apoio e incentivo que sempre me deram.

À professora Clarice, pela ajuda sempre solícita, atenção, paciência e dedicação na concretização dessa monografia. Sem o suporte dela não teria conseguido.

A todos os professores da UFRJ, que de várias formas contribuíram para a minha formação acadêmica.

## RESUMO

O objetivo principal dessa monografia é analisar a geração solar fotovoltaica *on grid* para a micro e minigeração distribuída, e seu potencial de inserção no setor elétrico brasileiro (SEB). Para tanto, é realizado um exame minucioso e crítico do marco regulatório do SEB para avaliar as oportunidades e entraves à inserção da geração fotovoltaica (FV) na matriz energética nacional. Nesse sentido, serão consideradas possíveis sugestões de políticas de apoio para facilitar esse processo. O presente trabalho consiste em demonstrar que a inserção da geração solar FV na matriz energética nacional seria possível e benéfica para o Brasil, apesar dos fatores contrários e das dificuldades para a realização desse processo. A questão fundamental que se coloca é como será feita essa inserção e quais mecanismos poderiam ser utilizados para permitir que isso ocorra da forma mais vantajosa para o país.

## ABREVIATURAS E SIGLAS

a-Si	Silício Amorfo
ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informações de Geração
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social
BoS	<i>Balance of System</i>
BSW-Solar	<i>German Solar Industry Association</i>
CBEE	Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEI	Contrato de Compra de Energia Incentivada
CdTe	Telureto de Cádmio
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH	Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos
CGEE	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CIGS	Dissulfeto de Cobre e Índio
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COSIP	Contribuição para o Custeio dos Serviços de Iluminação Pública
CSLL	Contribuição sobre o Lucro Líquido
CVU	Custo Variável Unitário
DRC	Duração Relativa de Transgressão Crítica
DRP	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária
DSSC	<i>Dye-Sensitized Solar Cell</i>

ECE	Encargo de Capacidade Emergencial
EER	Encargo de Energia de Reserva
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>
ESS	Encargos de Serviço do Sistema
FNDCT	Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
FV	Fotovoltaica(o)
GCL Solar	<i>Golden Concord Holdings Limited</i>
GD	Geração Distribuída
GESEL	Grupo de Estudo do Setor de Energia Elétrica
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEI	<i>International Energy Initiative</i>
IRPJ	Imposto de Renda de Pessoa Jurídica
ISS	Imposto sobre Serviços
Lpt	Programa Luz para Todos
MIT	<i>Massachusetts Institute of Technology</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPV	<i>Organic Photovoltaic</i>
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PIS/PASEP	Programa de Integração Social/Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PND	Plano Nacional de Desestatização
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas

RAM	<i>Renewable Auction Mechanism</i>
REC	<i>Renewable Energy Corporation</i>
REH	Resolução Homologatória
REN	Resolução Normativa
REN21	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i>
RGR	Reserva Global de Reversão
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifas de Energia
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema Elétrico de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema Elétrico de Transmissão
UBP	Uso de Bem Público
VR	Valor Anual de Referência



## ÍNDICE

<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>12</b>
<b>CAPÍTULO I - GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA <i>ON GRID</i>.....</b>	<b>15</b>
I.1 - Evolução histórica.....	15
I.2 - Principais características dos sistemas FVs.....	18
I.3 - Cadeia produtiva da indústria fotovoltaica.....	23
<b>CAPÍTULO II - APRESENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL.....</b>	<b>27</b>
II.1 - Mudanças do Setor Elétrico Brasileiro pós-2004.....	27
II.2 - Organização Institucional do SEB.....	28
II.3 - Formas de comercialização da energia elétrica no SEB.....	31
II.4 - Tributação do SEB.....	32
<b>CAPÍTULO III - EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR FV NO BRASIL E SUA INDÚSTRIA.....</b>	<b>37</b>
<b>CAPÍTULO IV - INTEGRAÇÃO DA ENERGIA SOLAR FV NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN) NO BRASIL.....</b>	<b>44</b>
IV.1 - Análise do marco regulatório atual.....	44
IV.2 - Políticas de apoio.....	51
<i>IV.2.1 - Sistema de net-metering ou sistema de compensação de energia.....</i>	<i>51</i>
<i>IV.2.2 - Tarifa Feed-In.....</i>	<i>54</i>
<i>IV.2.3 - Cotas de Energia.....</i>	<i>54</i>
IV.3 - Análise da paridade tarifária da geração solar FV.....	57
<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>60</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>63</b>
<b>ANEXO.....</b>	<b>68</b>

## TABELAS

Tabela 1: Eficiência de conversão da energia solar em eletricidade.....	20
Tabela 2: Valores de Referência publicados pela Aneel.....	32
Tabela 3: Encargos Setoriais do SEB e suas funções.....	33
Tabela 4: Contratação de geração de energia solar FV no Peru por leilões.....	55
Tabela 5: Custo de investimento em sistemas FVs – referência no Brasil (R\$/Wp).....	58
Tabela 6: Custo Nivelado da Geração (em R\$/MWh).....	58
Tabela 7: Modulação Dinâmica.....	68
Tabela 8: Custo Nivelado da Geração – Light.....	69
Tabela 9: Custo Nivelado da Geração – Ampla.....	70
Tabela 10: Custo Nivelado da Geração – CPFL Paulista.....	71
Tabela 11: Custo Nivelado da Geração – Eletropaulo.....	72
Tabela 12: Custo Nivelado da Geração – Bandeirante.....	73
Tabela 13: Custo Nivelado da Geração – COSERN.....	74

## FIGURAS

Figura 1: Capacidade mundial total de geração solar FV.....	16
Figura 2: Capacidade instalada de solar FV, 2011.....	17
Figura 3: Histórico do mercado FV e produção por região (%).....	18
Figura 4: Comparação da evolução da eficiência das células FVs (%).....	20
Figura 5: Geração de uma planta FV em Nevada num dia com sol (esquerda) e num dia nublado (direita) em 2008.....	22
Figura 6: Comportamento da radiação global externa em $W/m^2$ , a cada 5 min, na Ilha de Santa Rita nos dias: (a) 17/01/05, (b) 09/02/05, (c) 01/06/05 e (d) 31/05/05.....	22
Figura 7: Market share dos ofertantes de silício cristalino.....	25
Figura 8: Componentes dos sistemas de geração FV.....	26
Figura 9: Cadeia Produtiva da Indústria FV.....	26
Figura 10: Organograma do SEB.....	28
Figura 11: Estrutura da receita tarifária em 2012.....	33
Figura 12: Competitividade da geração FV – custo nivelado da geração (R\$/kWh).....	38
Figura 13: Cadeia de valor da energia fotovoltaica e as oportunidades disponíveis para o país.....	39
Figura 14: Taxa interna de retorno real de sistema FV em função do custo de instalação e tarifa final da concessionária com impostos.....	42
Figura 15: Procedimento de acesso à micro e minigeração distribuída (1).....	53
Figura 16: Procedimento de acesso à micro e minigeração distribuída (2).....	53
Figura 17: Fórmula de cálculo do custo nivelado da geração.....	57

## INTRODUÇÃO

A preocupação com o desequilíbrio climático provocado por ações humanas tem motivado a busca por atividades menos poluidoras. No contexto mundial, o setor energético é responsável por 65% das emissões de dióxido de carbono, segundo uma matéria do Valor Econômico (setembro de 2013). No Brasil, a situação é mais favorável, devido à forte presença de energias renováveis na nossa matriz energética. Ainda de acordo com o Valor Econômico (2013), estima-se que o setor energético no Brasil gere cerca de 16,5% das emissões de gases do efeito estufa e o SEB represente apenas 2% das emissões de dióxido de carbono. Desse modo, na procura pela mitigação das emissões de poluentes há uma crescente participação das novas energias renováveis nas matrizes energéticas dos países mais desenvolvidos. Entre as fontes privilegiadas se encontra a energia solar fotovoltaica. Esta se destacou nos últimos anos com um expressivo crescimento de geração, principalmente na Alemanha, Espanha e Japão. A capacidade instalada no mundo está perto de chegar a 100GW, de acordo com o *German Solar Industry Association (BSW-Solar)*. Apesar de possuir custos elevados, as recentes inovações tecnológicas e a ampliação do mercado têm provocado uma acelerada redução do custo dos sistemas FV de forma considerável.

Os dois principais tipos de sistemas fotovoltaicos existentes são os sistemas isolados, ou *off-grid*, e os sistemas conectados à rede, ou *on grid*. Devido ao caráter restritivo dos sistemas isolados, esse trabalho se concentra na análise dos sistemas conectados à rede e sua forma de inserção no mercado elétrico brasileiro. O estudo avalia, baseado nas características do setor elétrico, no marco regulatório existente e nos seus aspectos econômicos, normativos e tributários, as possibilidades de inserção da geração FV no Brasil. É igualmente importante salientar a variabilidade e a incerteza associadas a esse tipo de geração. Pode-se registrar uma variação na geração da ordem de 90% em questão de segundos quando as plantas individuais FV estão cobertas por nuvens.

O Brasil ainda está iniciando seu processo de implantação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR). A maioria dos projetos existentes são projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D). Dos quais 65 se encontram em operação, gerando aproximadamente uma potência de 1,5 MW. Em 2013 foram instalados mais 2 MW, dando um total de 3,5 MW (ABINEE, 2013). Esse nível de produção ainda é discreto diante do potencial do país. A irradiação média anual varia entre 1.200 a 2.400 kWh/m<sup>2</sup>/ano, um valor muito maior se comparado com a Alemanha, que possui intervalo de 900 a 1.250 kWh/m<sup>2</sup>/ano (EPE, 2012). As cidades brasileiras possuem características que favorecem os SFCR, como seu desenho urbano, alta densidade populacional, o

perfil de consumo energético e os níveis de irradiação solar. Nesse sentido, a possibilidade de se produzir eletricidade nos próprios pontos de consumo, de preferência integrados diretamente nos telhados, fachadas e coberturas de edifícios, representa qualidades muito interessantes (Rüther e Zilles, 2010). O descompasso entre o alto potencial e a fraca participação da fonte no SEB prejudica os investimentos nessa fonte. Somente em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) definiu a regulamentação da micro e minigeração distribuída, que são as principais formas de geração de SFCR. Aparecem igualmente como obstáculos à geração FV além dos já citados: os altos custos de geração em relação às fontes convencionais, o desconhecimento das vantagens e do potencial dos SFCR.

O presente trabalho tem como objetivo investigar se a geração de energia solar FV é uma alternativa interessante para o Brasil que precisa expandir a sua matriz elétrica. Para isso serão analisadas as características fundamentais desse tipo de geração, o marco regulatório existente no SEB. Nesse sentido são consideradas as mudanças para permitir a inserção da geração FV na matriz e as possíveis sugestões de políticas de apoio para facilitar esse processo.

A hipótese de trabalho desta monografia sustenta que a inserção da energia solar FV é benéfica e possível para o Brasil. Apesar do desenvolvimento dessa energia ser fraco devido a custos elevados, baixa competitividade com relação a outras fontes e barreiras regulatórias que inibem os investimentos, o presente estudo faz um levantamento do potencial da geração FV, analisando os custos e a possibilidade de paridade tarifária. Portanto, a questão fundamental que se coloca é como será feita essa inserção e quais mecanismos poderiam ser utilizados para permitir que isso ocorra da forma mais vantajosa para o país.

A monografia está organizada em 4 capítulos além da introdução e da conclusão, a saber, geração solar fotovoltaica *on grid*, apresentação do setor elétrico no Brasil, evolução da geração solar FV no Brasil e sua indústria e integração da energia solar FV no sistema interligado nacional (SIN) no Brasil.

O primeiro capítulo analisa as características e a cadeia produtiva da geração solar FV *on grid* e a história do seu surgimento. É apresentada toda a evolução histórica desse tipo de geração a nível mundial.

O capítulo 2 estabelece um panorama do setor elétrico no Brasil pós-2004, apresentando as mudanças que foram introduzidas na sua organização institucional, funcionamento, as formas de tributação e a legislação.

O capítulo 3 trata da evolução histórica da geração solar FV no Brasil e como se estrutura toda a cadeia produtiva da indústria FV no país. Além disso, são identificadas as principais barreiras à inserção dessa fonte de energia.

O último capítulo trata das possibilidades de integração da energia solar FV no Sistema Interligado Nacional (SIN), considerando as características do marco regulatório e buscando fazer uma análise da micro e minigeração distribuída no que diz respeito a esse marco. Além disso, também são consideradas as prováveis políticas de apoio que podem ser utilizadas para fomentar a geração solar FV. Por fim, é feita uma análise da paridade tarifária da fonte solar FV.

Em relação à metodologia, é utilizada nessa monografia, a princípio, uma revisão bibliográfica a respeito de alguns tópicos de regulação econômica do setor elétrico. O trabalho usa uma abordagem mais aplicada para tratar o tema, se baseando em artigos e estudos de caso sobre a geração solar FV. A principal base de dados e de fonte bibliográfica são os sites da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Ministério das Minas e Energia (MME). A monografia também exige uma leitura da legislação atual que regula o SEB, a fim de identificar os principais pontos que estão relacionados à energia solar FV.

## **CAPÍTULO 1: GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA *ON GRID***

### **I.1 – Evolução histórica**

A geração de eletricidade solar fotovoltaica (FV) teve início em 1953 nos Estados Unidos, com a criação da primeira célula solar pelo químico Calvin Fuller, físico Gerald Person e engenheiro Daryl Chaplin. A célula solar criada por eles foi utilizada inicialmente no Estado da Georgia com o intuito de fornecer eletricidade para uma rede telefônica local. Apesar dos bons resultados obtidos, os custos das células solares eram muito elevados na época e sua utilização se restringiu a aplicações muito especiais, como a geração de eletricidade no espaço (Câmara, 2011).

A aplicação no espaço era feita com a instalação de células solares nos satélites para lhes fornecer energia elétrica. Eles usavam pilhas químicas ou baseadas em isótopos radioativos. A *National Aeronautics and Space Administration* (NASA), apesar de ter uma certa relutância quanto a essa aplicação, começou a utilizar a geração solar em 1958 no satélite Vanguard I. Superando as expectativas, o satélite durou 8 anos, o que estimulou a NASA a continuar usando as células solares como fonte de energia. O programa espacial soviético também seguiu o exemplo americano e dois meses depois começou a utilizar a energia solar FV na Sputnik-3 (Câmara, 2011).

Na década de 70, as células solares voltaram a ser utilizadas para aplicações terrestres (Câmara, 2011). Entretanto, ainda eram aplicações muito específicas, com destaque para o uso de módulos FVs para sistemas de telecomunicações remotos e boias de navegação. Esse tipo de utilização era um dos poucos modelos viáveis economicamente para a geração solar.

A crise do petróleo de 1973 incentivou o investimento em fontes alternativas de energia, como a geração solar FV, com o intuito de reduzir seus custos de produção. Várias inovações foram desenvolvidas nesse período, dentre elas o uso de silício multicristalino no lugar do silício monocristalino. Essa onda de investimentos permitiu que o custo da eletricidade solar FV caísse de 80 US\$/Wp para 12 US\$/Wp em menos de uma década (Câmara, 2011).

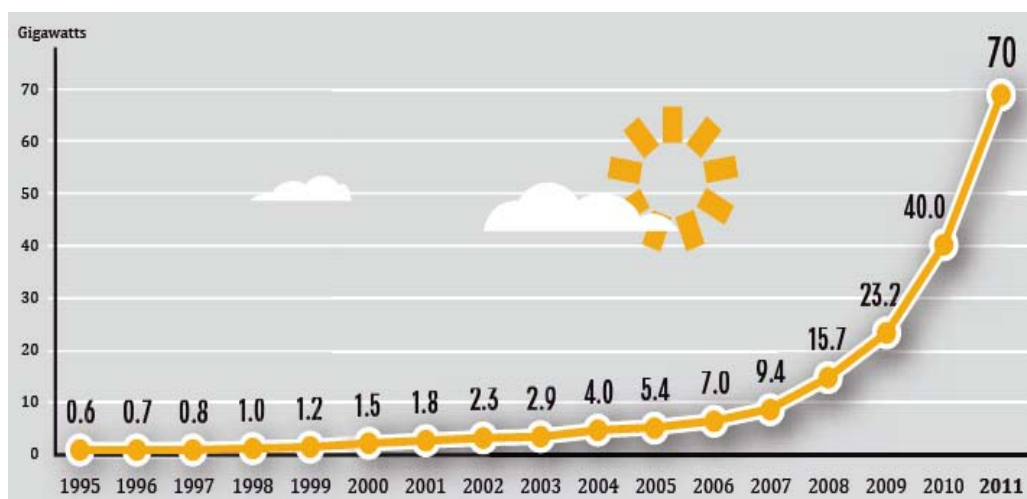
Nos anos seguintes (décadas de 80 e 90), foi uma maior preocupação com a preservação do meio ambiente que motivou e reforçou os investimentos na geração solar. Nos EUA, foi construída a primeira grande central de geração de eletricidade solar com capacidade de 1 MWp na Califórnia

em 1982. Na Alemanha, foi lançado o programa de telhados solares em 1990 (Câmara, 2011). Esse programa realizou a instalação de mais de 2200 sistemas FV conectados à rede (SFCR) com um potência entre 1 kWp e 5 kWp. Foram utilizados painéis solares que foram colocados nas coberturas das edificações residenciais e comerciais (Bertoi, 2012). Um programa semelhante foi realizado no Japão em 1993. Nesse período, iniciou-se a busca por uma política que gerasse a obtenção de economias de escala com o aumento da produção de células FVs, para reduzir os seus custos. Houve foco na construção de grandes centrais geradoras FVs. Entretanto, observou-se que no caso da energia solar FV não se conseguia ganhos significativos de escala que justificassem a construção de grandes centrais e tornassem essas centrais competitivas com relação a outras fontes. Desse modo, a busca por economias de escala como fonte de redução de custos perdeu rapidamente importância após esse período.

A capacidade instalada mundial de FV evoluiu muito desde a década de 90, saltando de 0,6 GWp em 1995 para 70 GWp em 2011, como mostra a figura 1, dos quais 98% são SFCR (REN21, 2012). Existem estimativas de que atualmente a capacidade instalada mundial aproxima-se de 100 GWp, de acordo com o *German Solar Industry Association (BSW-Solar)*. Essa acelerada progressão se deu em grande parte devido à redução dos custos de produção dos módulos, e consequente queda dos preços, à redução de tarifas e às iminentes expirações de políticas. Algumas estimativas indicam que os preços dos módulos caíram mais de 40% no ano de 2011 (REN21, 2012). A fabricação de módulos apresentou uma taxa de crescimento de 40% entre 2000 e 2011, tornando a indústria FV uma das que mais crescem recentemente entre as tecnologias de geração elétrica que usam fontes renováveis no mundo. Os países que dominam a geração de energia solar FV em relação à capacidade instalada são: Alemanha, Itália, Japão, Espanha e EUA. Na figura 2 estão expostos as porcentagens dos 10 maiores países em capacidade instalada FV em 2011.

**Figura 1: Capacidade mundial total de geração solar FV**

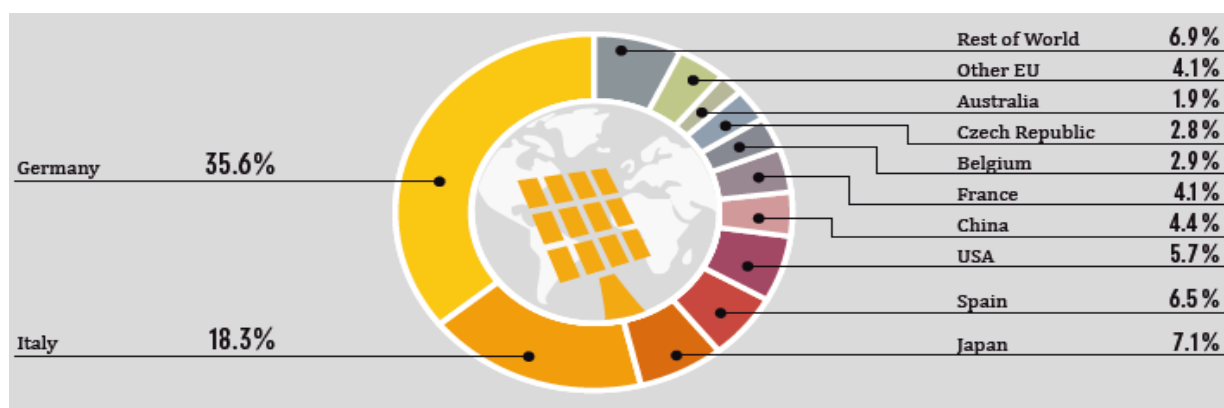




Fonte: REN21 GSR (2012, p. 48)

O gráfico acima mostra como o ritmo de crescimento da geração solar FV tem sido expressivo. Somente no ano de 2011, por exemplo, houve aumento da capacidade instalada de FV de 30 GW. O valor movimentado pela indústria FV alcançou a quantia de mais de US\$ 100 bilhões por ano (REN21, 2012).

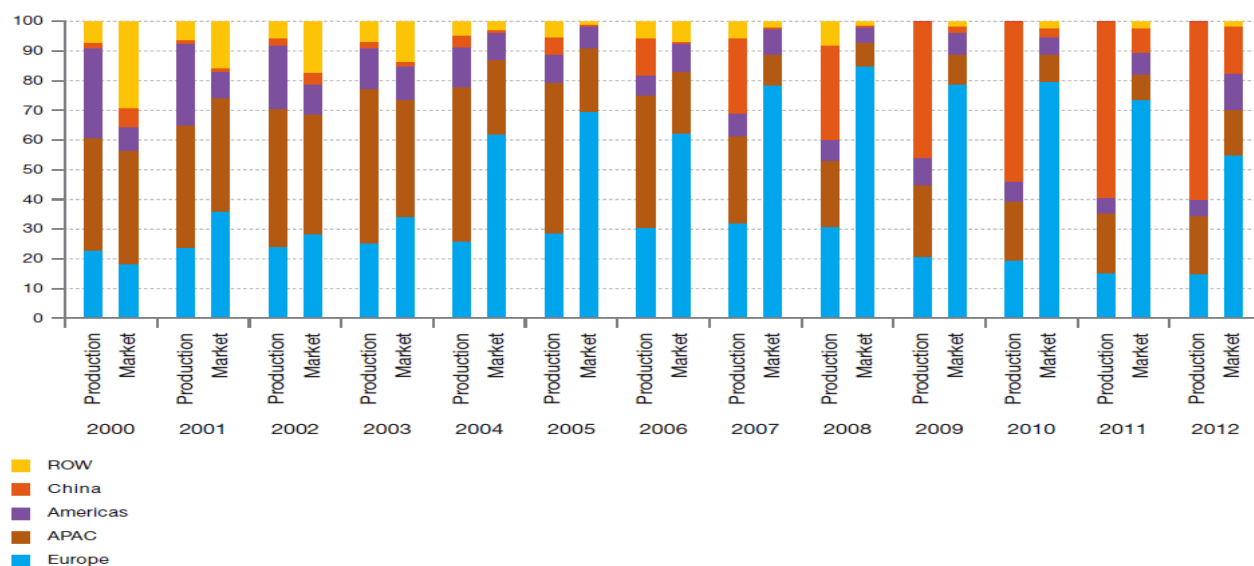
**Figura 2: Capacidade instalada de solar FV, 2011**



Fonte: REN21 GSR (2012, p. 48)

A produção de módulos FVs cresce a um ritmo acelerado nos últimos anos, crescendo até mais rápido do que a expansão da capacidade instalada. De acordo com o mais recente *Global Market Outlook for Photovoltaics* elaborado pela *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA), nos últimos 3 anos a capacidade de produção de módulos foi entre 150-230% maior que as instalações FVs globais anual. Esse forte crescimento é puxado principalmente pela China que em 2012 detinha cerca de 60% da produção de módulos, conforme pode-se observar na figura abaixo, que demonstra tanto a evolução do mercado quanto da produção por região.

**Figura 3: Histórico do mercado FV e produção por região (%)**



Fonte: EPIA, IHS Solar e Navigant Consulting (2013, p. 49)

## **I.2 – Principais características dos sistemas FV**

A energia solar FV é uma fonte de eletricidade não poluente na geração e renovável. Sua geração se utiliza da radiação solar e realiza sua conversão direta em energia elétrica, através do efeito fotovoltaico, que é o fenômeno apresentado por determinados materiais que, expostos à luz, produzem eletricidade (IEI, 2009). Para isso, a geração FV se utiliza de elementos semicondutores fotossensíveis que convertem a radiação solar em uma diferença de potencial. Os semicondutores são feitos de silício, mas existem alguns feitos de outro material como o telureto de cádmio (CdTe) e o disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS) (EPE, 2012). A unidade básica de geração de eletricidade é a célula fotovoltaica. A reunião de várias delas dá origem aos módulos fotovoltaicos, também conhecidos como painéis FV. O conjunto integrado de módulos FVs e outros componentes é chamado de sistema fotovoltaico, numa definição simples de Maycock (1981).

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (2012), existem 3 gerações de tecnologia FV: primeira geração com módulos de silício mono e policristalino, que correspondem a cerca de 90% dos painéis FVs produzidos no mundo; segunda geração com módulos de silício amorfo e filme fino; e terceira geração com o concentrador FV. O tipo mais comum utilizado é o silício cristalino em suas duas variedades, que possuem eficiência na conversão variando de 11 a 19%. Os módulos

feitos com silício monocristalino são mais eficientes que os policristalinos, mas possuem maiores custos de produção. A forma de fabricação dos dois tipos é semelhante, mas a produção dos painéis policristalinos tem menor gasto de energia e menor rigor no controle do processo de produção.

Há ainda os módulos de filmes finos. Estes são feitos por meio de um processo de depósito de camadas extremamente finas de material semicondutor, geralmente silício amorfo (a-SI), CdTe ou CIGS. Com relação às outras formas cristalinas de silício, a tecnologia de filme fino gasta menos energia para sua produção, mas também possui eficiência de conversão menor. Com o tempo, caso a relação custo benefício melhore, essa tecnologia deve aumentar sua participação ao longo do tempo, mas não a ponto de tirar a maior parcela do mercado dos painéis de silício (EPE, 2012). Entretanto, de acordo com um estudo recente publicado pelo *MIT Technology Review* (abril, 2013), esse cenário pode mudar. A empresa First Solar tem conseguido promissores avanços com os painéis de filmes finos feitos de CdTe. Seus painéis possuem uma eficiência de conversão da energia solar em eletricidade da ordem de 13% e espera chegar a 17% em 2016. Uma vantagem dos filmes finos se encontra na sua espessura e flexibilidade. Por serem pouco espessos, eles são mais facilmente transportados, o que reduz os custos materiais e ainda possuem menores custos com embalagem e transporte. Além disso, eles poderiam ser adaptados melhor para serem instalados em telhas ou substituindo-as, diminuindo os custos de instalação e sem sobrecarregar as estruturas que os sustentam.

Os concentradores FVs se utilizam de tecnologia distinta para a geração de eletricidade. Eles utilizam espelhos parabólicos para concentrar os raios solares em uma área menor e, assim, aumentar a eficiência da absorção de irradiação, usando menor quantidade de células FVs. No hemisfério sul, para se obter o máximo de rendimento delas, os módulos devem estar orientados para o norte verdadeiro e sua inclinação deve ser igual à latitude local (EPE, 2012). Existem duas faixas de aplicação: baixa concentração (de 2 a 300 sóis<sup>1</sup>) e alta concentração (acima de 300 sóis). Além disso, há uma diferença entre os concentradores que usam espelhos ou lentes (ABINEE, 2012).

A tabela 1 demonstra as eficiências na conversão da energia solar em eletricidade dos diferentes tipos de módulos no mercado e a comparação das áreas para a potência de 1 kWp. Em seguida, a figura 4 ilustra a comparação da evolução desde 1975 até 2015 da eficiência dos diferentes tipos de células FVs.

---

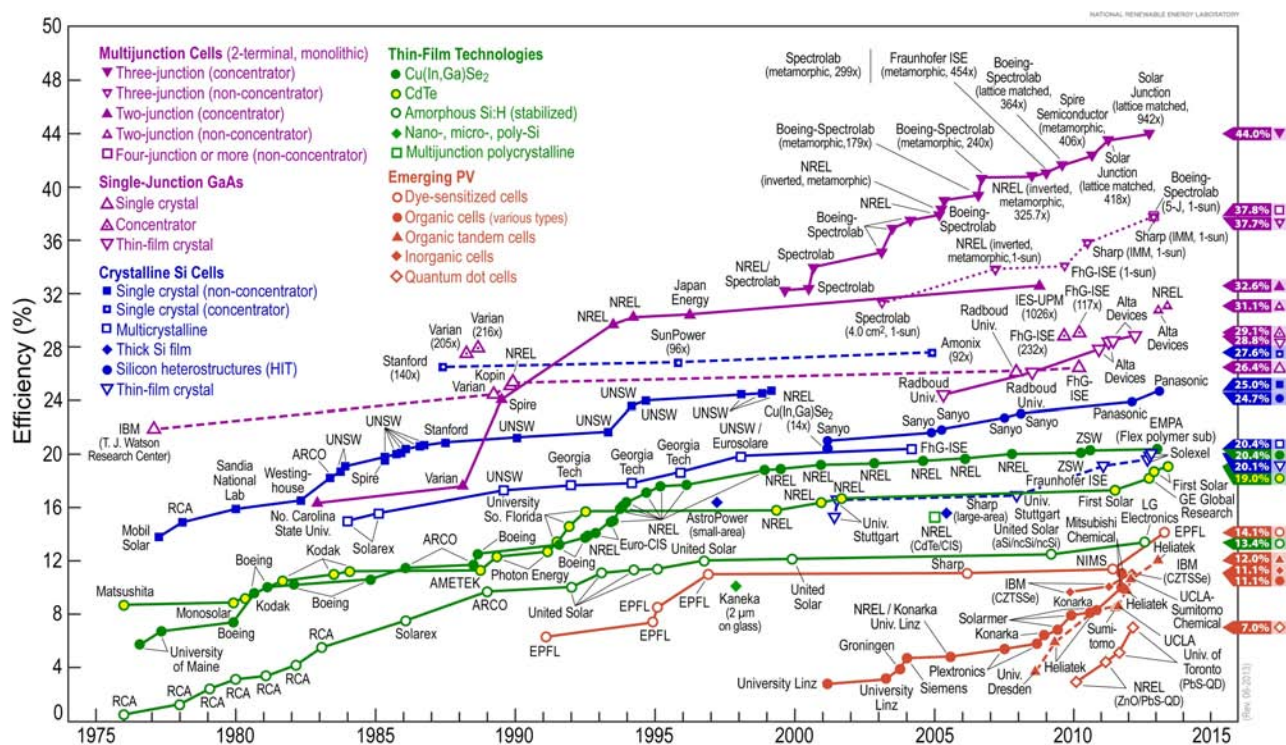
1 Número de sóis é uma medida do valor do fator de concentração e é especificado normalmente por um número que indica quantas vezes a radiação do Sol foi concentrada ou multiplicada (VIANA, 2010)

**Tabela 1: Eficiência de conversão da energia solar em eletricidade**

<b>Tecnologia</b>	<b>Eficiência</b>	<b>Área/kWp</b>
Silício monocristalino	13 a 19%	~ 7m²
Silício policristalino	11 a 15%	~ 8m²
Silício amorfo	4 a 8%	~ 15m²
Telureto de Cádmio	10 a 11%	~ 10m²
Disseleneto de cobre índio gálio	7 a 12%	~ 10m²
Concentrador fotovoltaico	~ 25%	

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPIA (2011)

**Figura 4: Comparação da evolução da eficiência das células FVs (%)**



Fonte: *National Center for Photovoltaics, 2013.*

Os investimentos em pesquisas de novos materiais ou métodos que possam melhorar a eficiência de conversão dos painéis FV têm sido promissores. Em abril de 2013, de acordo com o site da *Bloomberg*, a *start-up* Sol Voltaics AB da Suécia está desenvolvendo um material semicondutor feito de nanofios de arseneto de gálio, um componente da indústria eletrônica espacial. O novo composto pode melhorar a eficiência de conversão de um painel solar em 25% caso alcance sucesso. Há também as células solares orgânicas (OPV, da sigla em inglês *organic photovoltaic*) e as sensibilizadas por corantes (DSSC, da sigla em inglês *dye-sensitized solar cell*) (Revista Pesquisa FAPESP). As células orgânicas são feitas de semicondutores de carbono e as sensibilizadas por corantes são compostas de dois vidros que contêm um eletrólito líquido, que

funciona por meio de uma reação química de oxidação-redução, proporcionando um melhor aproveitamento dos fótons que incidem sobre ela. Por outro lado, as células OPV e DSSC ainda não são comercialmente viáveis pois sua eficiência de conversão ainda é muito pequena (abaixo de 10%) e possuem vida útil muito curta. Ainda em relação às células FVs orgânicas, um grupo de pesquisadores do Centro de Inovações CSEM Brasil em Minas Gerais desenvolveu uma tecnologia que transforma pedaços de plástico transparente, fino e flexível em painéis de energia solar, com várias possibilidades de aplicação (GESEL, 2013).

Outra inovação em busca de uma melhor eficiência na conversão são as células multijunção (*tandem*). Essas células utilizam múltiplas junções pn<sup>2</sup> que tentam aproveitar uma maior faixa do espectro da energia solar. Isso é feito através das duas camadas orgânicas que permitem a captura de partes diferentes do espectro solar, gerando mais luz capturada e menos desperdício (ABINEE, 2012). A revista online *Gizmag* divulgou em 9 de abril de 2013 uma notícia sobre a *Spectrolab*, uma subsidiária da *Boeing*, que conseguiu obter um recorde mundial de eficiência de conversão de 37,8% com células FVs multijunção, podendo até alcançar 45% segundo um dos vice-presidentes da empresa.

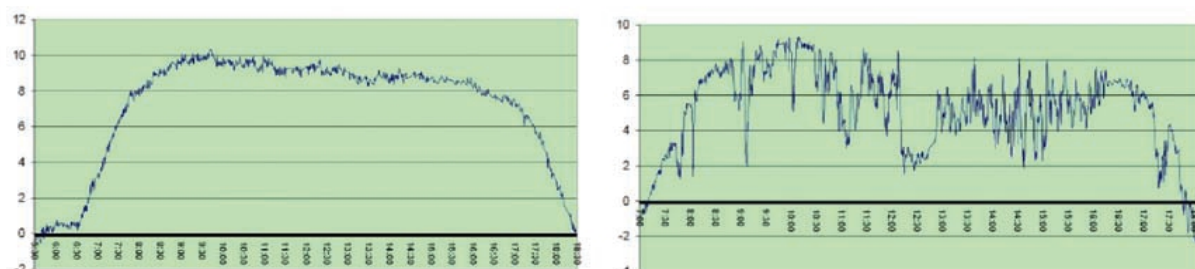
Existem ainda aplicações de alta tecnologia que estão no âmbito teórico, como as células de pontos quânticos (*quantum dots*) ou com portadores de carga quentes (*hot carriers*). Essas tecnologias são muito promissoras pois podem alcançar rendimentos muito elevados, entretanto sua produção é muito cara e complexa, impedindo seu desenvolvimento com o conhecimento atual (ABINEE, 2012).

Em relação à média de longo prazo, a geração de eletricidade a partir de sistemas FVs apresenta uma variabilidade intra-anual menor do que a das fontes de geração eólica e hidrelétrica. Ao se considerar intervalos menores de tempo (períodos de horas), a variabilidade da geração FV é maior que a da geração eólica. Quando se diminui ainda mais o intervalo, a variabilidade aumenta mais em relação à eólica. A geração de eletricidade FV possui oscilação de acordo com a incidência solar. As plantas de energia solar FV se encobertas por nuvens podem apresentar uma variação na ordem de 90% em questão de segundos em sua geração (MIT, 2011). Os gráficos abaixo ilustram essas variações numa planta solar em Nevada, nos EUA (figura 5) e na ilha de Santa Rita em Maceió (figura 5). Na figura 6, o gráfico (a) mostra um dia claro da estação seca; o (b) mostra um dia parcialmente nublado na estação seca; a (c) mostra um dia claro na estação chuvosa; enquanto o (d) mostra um dia parcialmente nublado na estação chuvosa.

---

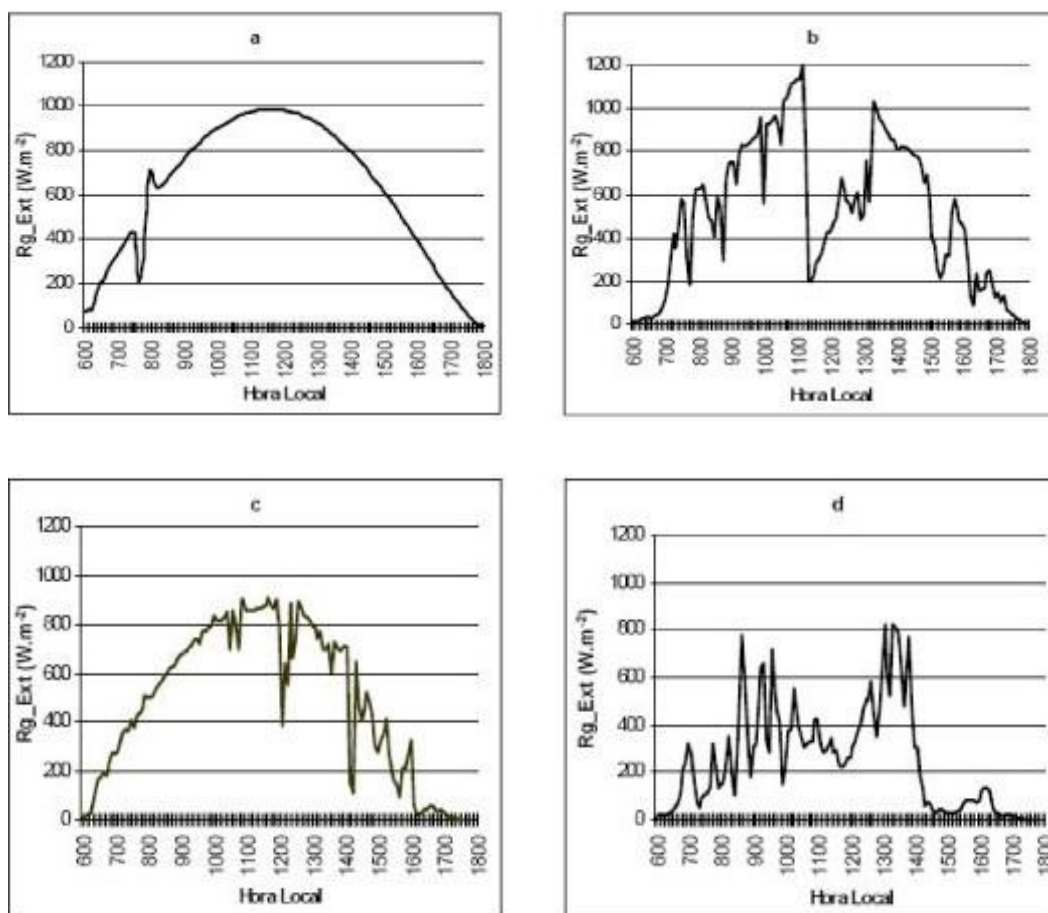
2 A junção pn é formada quando duas camadas diferentes de silício são postas em contato, uma do tipo p com carga positiva e outra do tipo n com carga negativa. Nessa junção os elétrons livres do lado n passam para o lado p onde encontram buracos que os capturam (ABINEE, 2012).

**Figura 5: Geração de uma planta FV em Nevada num dia com sol (esquerda) e em um dia nublado (direita) em 2008**



Fonte: North American Electric Reliability Corporation, *Accommodating high levels of variable generation* (Princeton, NJ, 2009)

**Figura 6: Comportamento da radiação global externa em  $W/m^2$ , a cada 5 min, na Ilha de Santa Rita nos dias: (a) 17/01/05, (b) 09/02/05, (c) 01/06/05 e (d) 31/05/05**



Fonte: Revista Brasileira de Meteorologia, v. 26. n.2, 202-294 (2011)

A geração FV apresenta algumas características muito vantajosas. A primeira delas é a sinergia com a carga, ou seja, os SFCR minimizam a carga na rede, pois a eletricidade é gerada

concomitantemente ao consumo. É o caso, por exemplo, da carga gerada por equipamentos de ar condicionado nos centros comerciais. Nessa situação a carga máxima acontece durante os dias mais ensolarados, quando a geração FV é mais intensa.

Os sistemas FVs possuem alta confiabilidade, sua tecnologia é madura pois possui mais de 50 anos de desenvolvimento. Eles também apresentam a vantagem de ter uma boa autonomia de funcionamento e precisarem de baixa manutenção. Outra vantagem apresentada é o baixo impacto ambiental, não há emissão na produção de energia com os sistemas FVs. O processo de produção de células FVs também emite poucos poluentes e é muito controlado. Como exemplo, os fornecedores oferecem uma alta garantia sobre a capacidade de produção mínima dos módulos, sendo superior a 90% da potência inicial após 10 ou 12 anos e de 80% da potência inicial após 20 anos (ABINEE, 2012). Os painéis FVs são os produtos industriais que apresentam o maior tempo de garantia.

Os sistemas FVs podem ser classificados principalmente em sistemas isolados e conectados à rede elétrica. Essa monografia irá se concentrar na geração interligada à rede. Esses sistemas apresentam duas configurações: as de grande porte, conhecidas como centrais FVs, e as de pequeno porte descentralizadas, que se caracterizam por unidade de geração em instalações urbanas. Os dois tipos de geração se caracterizam por não possuírem armazenamento de energia, caso haja excedente de energia gerada, ele será disponibilizado na rede. Dessa forma, os sistemas *on grid*, por estarem conectados à rede, são uma fonte complementar ao sistema elétrico.

Com relação aos sistemas de grande porte, eles costumam se localizar longe dos grandes centros urbanos pois necessitam de uma grande área para operarem, isso constitui uma desvantagem para eles. Já os sistemas de pequeno porte se localizam nos centros urbanos, o que constitui uma grande vantagem, pois permite que se reduzam as perdas de transmissão e distribuição, assim como os investimentos nesses setores. Além disso, esses sistemas são beneficiados pelo fato do consumo ocorrer simultaneamente à geração, principalmente quando os sistemas FVs estão instalados em edificações comerciais. Nesse caso, o horário de maior consumo dos edifícios ocorre durante o dia, ou seja, no período onde a geração é maior. Portanto, existe uma simultaneidade entre a geração e o consumo da energia solar FV.

### **I.3 – Cadeia produtiva da indústria fotovoltaica**

O sistema fotovoltaico é composto por diversos componentes para sua construção. Ele é feito de painéis FVs, que irão formar os módulos, de inversores, do controlador de carga e baterias,



e do *Balance of System* (BoS).

Um dos elementos necessário à indústria FV é o inversor. A produção de inversores também possui relação com a produção de equipamentos eletrônicos destinados à área de informática, geração de energia e telecomunicações. Uma pesquisa da *IMS Research* divulgou que a capacidade produtiva de inversores no mundo é da ordem de 45 GW/ano, incluindo todos os seus usos. As quatro mais importantes empresas desse setor possuem cerca de 60% do mercado no mundo (ABINEE, 2012).

A indústria FV também necessita de baterias e do *balance of system* (BoS). O BoS engloba todos os componentes de um sistema FV que não estão incluídos no módulo FV. Eles permitem que a eletricidade FV gerada seja devidamente aplicada à carga. Esses componentes são a fiação, as estruturas metálicas para suporte dos módulos, as caixas de junção, disjuntores, entre outros equipamentos.

A indústria FV é bastante segmentada, possuindo vários *players*, responsáveis pela fabricação de cada item do sistema, além daqueles que trabalham para a projeção e instalação dos sistemas. A cadeia da indústria FV se inicia na extração do quartzo e seu beneficiamento para a produção de lingotes de silício que serão utilizados na fabricação de painéis. Depois dessa etapa, ocorre a produção dos equipamentos eletromecânicos complementares.

As classificações do silício são feitas de acordo com seu nível de pureza nos seguintes graus: grau metalúrgico, grau solar e grau eletrônico. O grau solar é o necessário para produção de módulos FVs, ele equivale a um grau de pureza de 99,9999%. Para atingir esse nível de pureza o silício grau metalúrgico deve passar por um novo processo de beneficiamento. Esse processo de produção dos painéis possui: consumo intensivo de energia elétrica (cerca de 25% do seu custo de produção); elevado grau de automação (que faz com que o custo da mão de obra seja de cerca de 3%); e rápida obsolescência tecnológica (que gera muitos investimentos na atualização tecnológica) (EPE, 2012).

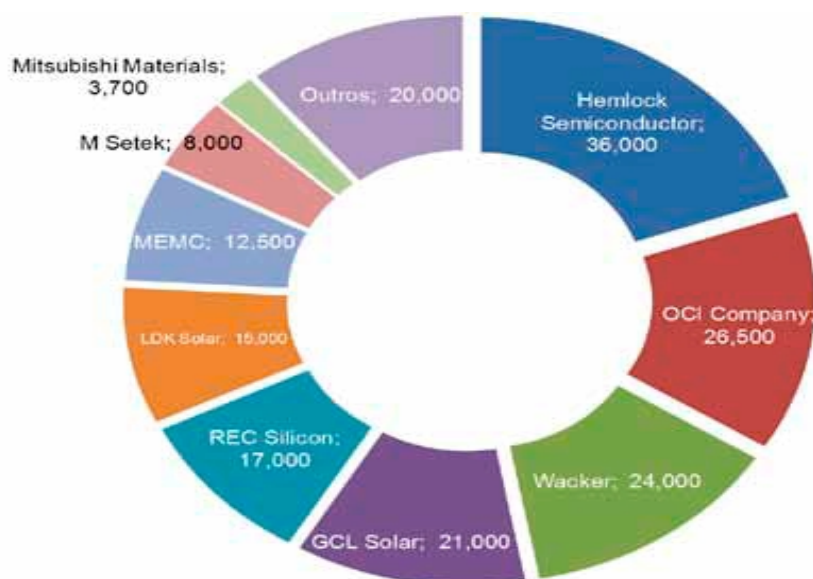
A produção de silício grau solar está tradicionalmente relacionada ao silício grau eletrônico, que possui grau de pureza de 99,999999% e é usado na indústria de microeletrônica. Assim, o silício grau solar surge como um subproduto desta indústria e a sinergia entre as duas indústrias (fotovoltaica e microeletrônica) implica na ligação entre o produtor de silício grau solar pela rota química e o mercado de silício grau eletrônico (CGEE, 2009). O silício grau solar possui maior valor agregado. O valor do silício de grau solar é cotado mundialmente pela média de 30 US\$/kg, enquanto o de grau metalúrgico vale 3 US\$/kg. Já o valor do quartzo metalúrgico é vendido por 0,03 US\$/kg (ABINEE, 2012).



No mundo existem mais de 100 empresas que produzem o silício grau solar, mas a indústria é altamente concentrada. Aproximadamente 90% dele é fornecido por algumas poucas empresas: LDK Solar (China), OCI Company (Coreia do Sul), Mitsubishi (Japão), Hemlock (Eua), Wacker Chemie (Alemanha), GCL Solar (China), REC (Noruega) e SunEdison (Eua). A figura 7 mostra o market share dessas principais empresas em toneladas de silício produzidas. O *Institute for Energy*, pertencente ao *Joint Research Centre da European Comission*, estima que a produção de silício cristalino em 2010 foi de 140000 toneladas, o que equivale à produção de 20 GW em módulos solares (ABINEE, 2012).

A produção de *wafers*<sup>3</sup> é mais pulverizada do que a de silício grau solar. A maior produtora mundial é a empresa chinesa LDK Solar, seguida pela REC e pela GCL. O preço do *wafer*, segundo estimativas da *Energy Trend*, é de US\$ 1,20 para o *wafer* feito de silício policristalino e de US\$ 1,60 para o de silício monocristalino. Ainda há muito espaço para a queda desse preço uma vez que a espessura dos *wafers* pode baixar dos atuais 180 microns para menos de 80 microns (ABINEE, 2012).

**Figura 7: Market share dos ofertantes de silício cristalino**

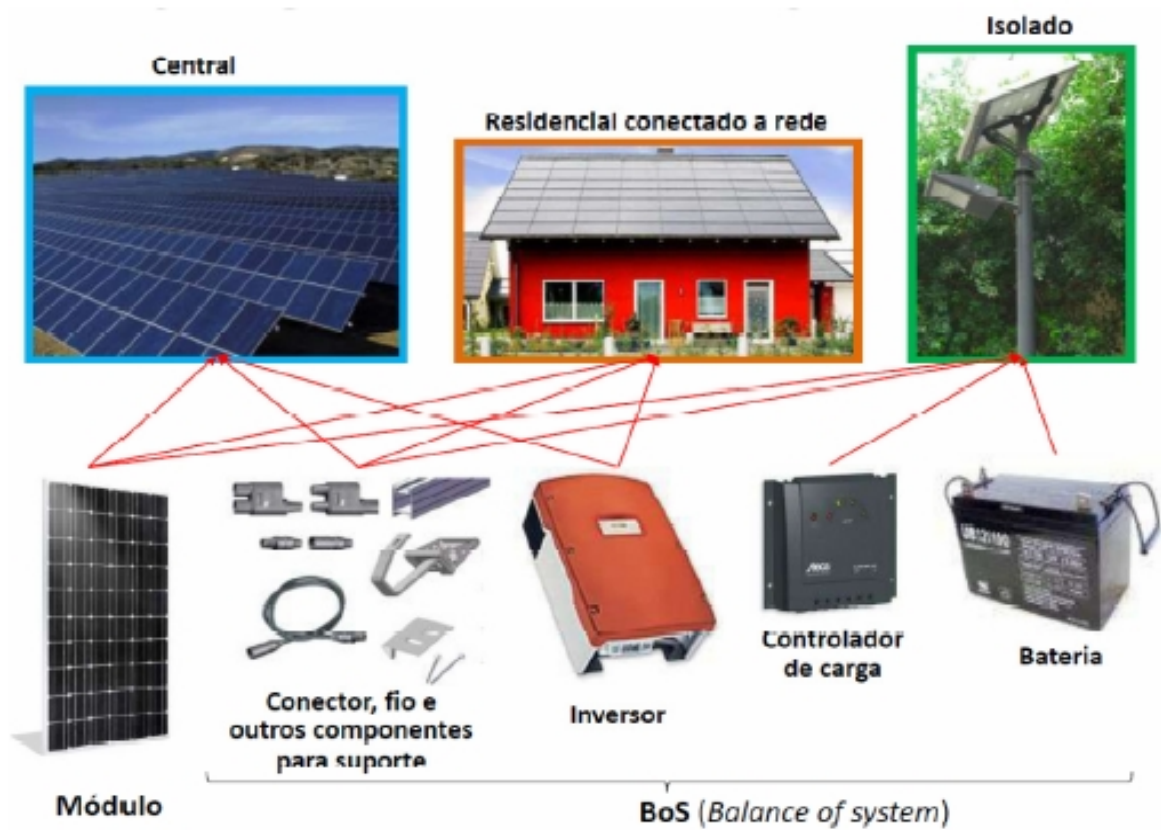


Fonte: GreenRhino Energy, 2011 (ABINEE, 2012, p. 152)

A figura 8 ilustra os vários equipamentos que compõe toda essa cadeia e a figura 9 mostra a cadeia produtiva passando desde o silício até o módulo.

<sup>3</sup> *Wafer* é um fina fatia de material semiconductor, na qual microcircuitos são construídos por dopagem, separação química com ácidos e deposição de vários materiais, usado na fabricação de circuitos integrados e semicondutores (Laplante, 2005).

**Figura 8: Componentes dos sistemas de geração FV**



Fonte: CTI, EPE (2012, p.7)

**Figura 9: Cadeia Produtiva da Indústria FV**



Fonte: ABINEE, 2012, p.138.

## **CAPÍTULO II: APRESENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL**

### **II.1 – Mudanças do Setor Elétrico Brasileiro pós-2004**

O presente trabalho irá se focar nas características do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) a partir de 2004. É importante salientar que o racionamento de energia, que ocorreu em 2001 e 2002, influenciou as modificações do marco regulatório do SEB a partir de 2004.

As principais mudanças no SEB foram inseridas em 2004 pelas leis 10.847 e 10.848 e pelo Decreto 5.163. Criou-se um novo marco regulatório, que tinha as seguintes modificações mais importantes (Esposito, 2011):

- a retirada do Sistema Eletrobrás do Plano Nacional de Desestatização (PND);
- o surgimento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- a retomada do planejamento da expansão, com a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), subordinada ao Ministério de Minas e Energia (MME);
- a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que é uma entidade técnica de avaliação e recomendação de políticas setoriais ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE);
- a modificação do mercado relevante para o setor elétrico brasileiro.

O modelo de comercialização do SEB possui dois ambientes de contratação a partir de 2004: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Esses dois ambientes serão melhor detalhados na terceira seção do presente capítulo. O foco das mudanças do marco regulatório foi para o ACR, pois nele buscou-se conciliar dois objetivos de interesse público: promoção de modicidade tarifária e estímulo aos investimentos para a preservação da garantia de suprimento ao mercado cativo (Esposito, 2011).

Importantes mudanças foram realizadas no ACR pelo lado da demanda e pelo lado da oferta. Em relação à demanda, as distribuidoras foram obrigadas a centralizar a contratação da energia em um *pool*. Já pelo lado da oferta, as modificações foram destinadas aos novos empreendimentos, dentre elas, podemos citar (Esposito, 2011):

- os leilões de concessão de hidrelétricas passam a ser executados no esquema de leilão reverso, no qual obtém a concessão o empreendedor que oferece a menor tarifa de eletricidade a ser contratada por um período de 30 anos por todas as distribuidoras integrantes do *pool*;
- as usinas somente são licitadas após a obtenção da licença prévia ambiental pelo órgão competente.

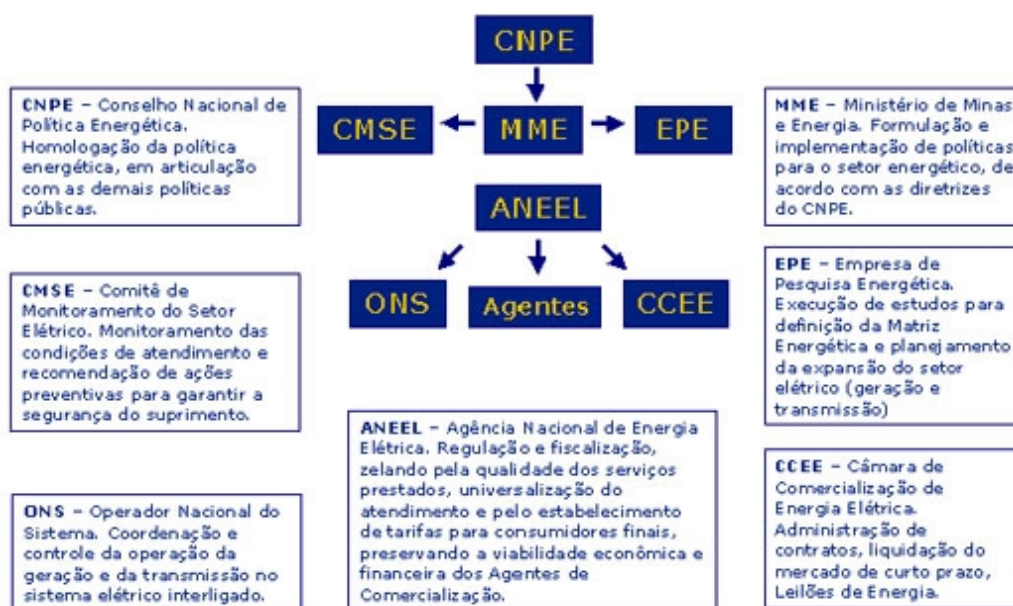
A última mudança citada foi muito importante para a retomada dos investimentos no SEB. As principais condições impostas por essa modificação ligadas à avaliação, à mitigação e à compensação de impactos socioambientais são as seguintes:

- I. Realização do estudo de impacto socioambiental (EIA/Rima);
- II. Obtenção do licenciamento prévio;
- III. Obtenção da licença de instalação do empreendimento;
- IV. Obtenção da licença de operação.

## **II.2 – Organização Institucional do SEB**

O SEB é formado por uma grande gama de atores que desempenham funções variadas dentro da institucionalidade brasileira. As principais instituições que compõem o setor estão expostas na figura 10, que retrata um organograma do SEB.

**Figura 10: Organograma do SEB**



Fonte: site da Copel, disponível em: [www.copel.com](http://www.copel.com)

No centro do organograma está o principal órgão federal do SEB, o MME. O Ministério é o órgão responsável pela condução das políticas energéticas do país, pelo planejamento do setor energético nacional, pelo monitoramento da segurança do suprimento do SEB e pela definição de ações preventivas para a restauração dessa segurança. Suas competências incluem a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE.

Está hierarquicamente acima do MME o CNPE. O Conselho é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, possuindo as competências de formular políticas e diretrizes de energia e assegurar o suprimento de insumos energéticos nas áreas mais remotas do país. Além disso, ele é incumbido de estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear, revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, e estabelecer diretrizes para a exportação e importação de petróleo e gás natural.

Dentro do âmbito do MME e sob sua coordenação direta, está o CMSE, que é presidido pelo Ministro. Ele tem a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional. Dentre as suas competências estão: avaliar as condições de abastecimento e atendimento; identificar dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor; acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica;

realizar periodicamente a análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; elaborar propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico (Decreto nº 5.175/2004).

Vinculada ao MME e criada em 2004 pela Lei nº 10.847, a EPE tem a finalidade de prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Entre suas principais atribuições estão a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira; a execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos; o desenvolvimento de estudos que propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos; a realização de análises de viabilidade técnico-econômica e socio-ambiental de usinas; e a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

Num outro âmbito está a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Ela é uma agência reguladora que possui as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos Agentes e da indústria. Com as alterações introduzidas em 2004, a ANEEL passou a ter a responsabilidade, direta ou indireta, de promover licitações na modalidade de leilão para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa função têm sido delegada à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (Ganim, 2009).

A CCEE é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, criada segundo a Convenção de Comercialização, que foi instituída pela REN da ANEEL nº 109/2004. Ela é responsável pela contabilização e pela liquidação financeira no mercado de curto prazo de energia. A instituição é incumbida do cálculo e da divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)<sup>4</sup> utilizado para valorar as operações de compra e venda de energia. Entre suas principais atribuições estão: implantar e divulgar regras e procedimentos de comercialização; fazer a gestão de contratos do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL); manter o registro de dados de energia gerada e de energia consumida; apurar infrações que sejam cometidas pelos agentes do mercado e calcular penalidades; servir como fórum para a discussão de ideias e políticas para o desenvolvimento do mercado, fazendo a interlocução entre os agentes do setor com as instâncias de formulação de políticas e de regulação (Ganim, 2009).

---

4 O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada Submercado.

Completando o organograma do SEB e fiscalizada pela ANEEL está o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Ele é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN, sob a regulação da ANEEL. Seus objetivos principais são atender os requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema, definindo ainda, as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país (Ganim, 2009).

### **II.3 – Formas de comercialização da energia elétrica no SEB**

A comercialização da energia elétrica pode ser realizada tanto no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL). De acordo com o decreto nº 5.163/2004, o ACR é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores de geração e agentes compradores de distribuição, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos. Já o ACL é o segmento do mercado no qual as operações de compra e venda de energia elétrica se realizam através de contratos bilaterais livremente negociados entre os agentes, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

No ACR, as empresas de distribuição irão comprar a energia para os consumidores cativos através de leilões públicos regulados pela ANEEL e operacionalizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Existem dois tipos de contratos para esse sistema: os contratos de quantidade de energia e os contratos de disponibilidade de energia. No primeiro, a geradora deverá fornecer um certo volume de energia e assumir o risco desse fornecimento caso ocorram problemas de geração. No segundo tipo de contrato, a geradora deverá fornecer um volume específico de capacidade ao ACR e sua receita estará garantida, já os riscos estarão com as distribuidoras (Ganim, 2009).

No ACL, a eletricidade é comercializada livremente entre as concessionárias, os produtores independentes, auto-produtores, agentes de comercialização, importadores e exportadores de energia elétrica, e consumidores livres. Os agentes no ACL só podem comprar eletricidade se o consumo for superior à 500 kW. Os contratos entre os agentes do ACL são livremente pactuados para estabelecer os preços e as condições que interessam aos seus participantes. Importante

menção que caso um consumidor opte pelo ACL, ele só poderá voltar ao ACR com uma notificação de 5 anos de antecedência ao seu distribuidor local.

Ainda a respeito do decreto já citado, ele determina, em seu art. 15, que a contratação de energia elétrica de empreendimentos de geração distribuída não poderá exceder a 10% da carga do agente de distribuição. Entretanto, somente nove empresas se utilizaram da chamada pública prevista no art. 15 para contratar energia entre janeiro de 2006 e maio de 2011 (ANEEL, NT nº 0025). Esse pequeno interesse pode ser explicado pelo limite ao repasse do custo da contratação de energia pela distribuidora aos seus consumidores finais, que é medido pelo Valor Anual de Referência (VR). O VR é calculado pela ponderação dos valores e quantidades de energia contratados nos leilões de energia nova A-3 e A-5<sup>5</sup>, sem levar em consideração os valores e montantes de energia proveniente de leilões de fontes alternativas e de reserva, gerando um valor que não reflete o preço por MWh de implantação desses empreendimentos. A tabela 2 apresenta os VRs.

**Tabela 2: Valores de Referência publicados pela Aneel**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Valor de Referência (R\$/MWh)</b>	129,42	129,72	128,94	135,38	141,72	163,04

Fonte: Aneel, 2013.

## **II.4 – Tributação do SEB**

A tarifa de energia elétrica para consumidores residenciais e pequenos comércios possui um valor único (R\$/kWh) aplicado ao consumo de eletricidade mensal e sobre o qual incidem PIS/PASEP, COFINS E ICMS. Esse último varia de acordo com o Estado, o tipo de cliente e o consumo (ABINEE, 2012). Essas tarifas somadas correspondem a cerca de 41% do valor da conta de luz dos consumidores residenciais (ABRADEE, 2013). Cabe às distribuidoras de energia elétrica o recolhimento e repasse desses tributos às autoridades competentes.

A carga tributária que incide sobre as empresas do SEB é composta por tributos impostos pela União, Estados e municípios. Pela União são cobrados o Imposto de Renda de Pessoa Jurídica

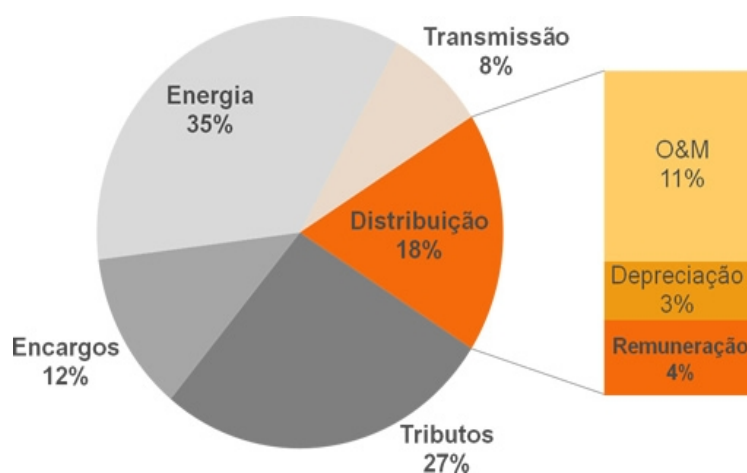
5 Leilão A-3: processo licitatório para a contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração novos realizado com 3 (três) anos de antecedência do início do suprimento.  
Leilão A-5: processo licitatório para a contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizado com 5 (cinco) anos de antecedência do início do suprimento (site da ANEEL).



(IRPJ), a Contribuição sobre o Lucro Líquido (CSLL), o PIS/PASEP e a COFINS. No âmbito estadual, se encontra o imposto de maior impacto na tarifa, o ICMS. Ele incide sobre o valor de venda de energia elétrica. Já os municípios, cobram o Imposto sobre Serviços (ISS) e a Contribuição para o Custeio dos Serviços de Iluminação Pública (COSIP), essa última incidindo sobre os consumidores.

O gráfico abaixo indica a composição tarifária média do Brasil em 2012, levando em consideração todos os tipos de consumidores (industriais, comerciais, residenciais, etc).

**Figura 11: Estrutura da receita tarifária em 2012**



Fonte: Elaboração Consultoria ABRADEE, 2012.

Além dos impostos que incidem sobre o SEB, existem os encargos setoriais, que se tratam de contribuições acrescentadas à tarifa de energia elétrica. Esses são criados pela ANEEL através de resoluções, onde cada encargo tem o objetivo de atender uma necessidade específica do SEB. A Agência também é responsável pelo cálculo de seu valor e pela captação dos recursos. A tabela abaixo apresenta uma lista com os encargos setoriais e sua respectiva destinação no SEB.

**Tabela 3: Encargos Setoriais do SEB e suas funções**

<b>Encargo setorial</b>	<b>Função</b>
Reserva Global de Reversão (RGR)	Indenizar ativos vinculados à concessão e fomentar a expansão do SEB
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	Prover recursos para o funcionamento da ANEEL
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	Propiciar o desenvolvimento energético a partir das fontes alternativas; prover a universalização do serviço de energia; e subsidiar a tarifa dos consumidores residenciais de baixa renda
Encargos de Serviço do Sistema (ESS)	Subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do SIN
Financiamento do PROINFA	Subsidiar as fontes alternativas de energia, em geral mais caras que as fontes convencionais
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D)	Promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais.
Operador Nacional do Sistema (ONS)	Prover recursos para o funcionamento do ONS
Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos (CFURH)	Compensar financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica
Royalties de Itaipu	Pagar a energia gerada de acordo com o Tratado Brasil-Paraguai
Uso de Bem Público (UBP)	Revertido aos consumidores para promover a modicidade tarifária
Encargo de Capacidade Emergencial (ECE)	Custear as usinas termelétricas emergenciais
Encargo de Energia de Reserva (EER)	Destinado às usinas de reserva

Fonte: ABRADÉE, 2013

A fim de melhor apreender sua utilização, apresentamos uma análise mais detalhada de cada encargo setorial. A RGR é um fundo constituído em 1957 com o objetivo de proporcionar uma reserva pela cobertura de gastos da União com indenizações de eventuais reversões de concessões vinculadas ao serviço público de energia elétrica (artigo 33 do Decreto nº 41.019/1957). A partir de 1998, ficou determinado que a cobrança da RGR seria encerrada no final do ano de 2002. Entretanto, a extinção foi prorrogada para o final de 2010 pela Lei nº 10.438/2002.

A TFSEE foi criada pela Lei nº 9.427/1996 e regulamentada pelo Decreto nº 2.410/1997. Ela é cobrada de todos os concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo os produtores independentes e os autoprodutores. A ANEEL é responsável por fixar anualmente seu valor, que é pago mensalmente, em duodécimos, por todos os agentes. Os encargos destinados a ONS são originados de forma semelhante ao da TFSEE.

A CDE foi instituída também pela Lei nº 10.438/2002 com um prazo de validade de 25 anos. Ela possui 4 objetivos: estimular o desenvolvimento energético dos Estados; aumentar a competitividade da energia produzida por fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional; universalizar o serviço de energia elétrica em todo o território nacional; e fornecer subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda (acrescido pela Lei nº 10.762/2003). Os recursos da CDE vêm dos pagamentos realizados a título de Uso de Bem Público (UBP), das multas aplicadas pela ANEEL e das cotas anuais fixadas pela ANEEL, a serem pagas por todos os agentes que comercializam energia com o consumidor final (Ganim, 2009).

O ESS foi previsto no artigo 18 do Decreto nº 2.655 para recuperar os custos adicionais necessários para manter a estabilidade e confiabilidade do SEB. Quando ocorrem casos onde não se pode seguir a ordem de mérito de despachar as usinas de menor custo operação, devido, por exemplo, a uma queda de uma linha de transmissão ou falhas no SEB, as usinas mais caras são acionadas e isso gera os custos adicionais. Esses são os custos que serão recuperados pelo ESS, através de um rateio entre os geradores e consumidores de energia elétrica que é apurado pela CCEE.

O PROINFA foi criado pela Lei nº 10.438/2002 com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por produtores independentes autônomos através de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa. O Programa prevê a viabilização destas fontes de geração por meio da contratação obrigatória pela Eletrobras, durante 20 anos, através de chamada pública, a preços que permitam os empreendimentos de geração a partir dessas fontes. Existem propostas visando incluir a geração solar FV dentro do PROINFA, mas até o momento ela não faz parte do Programa.

O encargo destinado à P&D obriga as concessionárias a destinar anualmente no mínimo 1,3% das receitas operacionais líquidas para projetos de P&D e programas de promoção do uso eficiente de energia. Esses recursos são repassados em 20% para o MME para o custeio do planejamento da expansão do sistema energético (depois são transferidos para EPE), 40% para o

Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e 40% para projetos de P&D aprovados pela ANEEL.

A CFURH foi instituída em 1989 pela Lei nº 7.990 e é cobrada das usinas hidrelétricas com capacidade instalada superior a 10 MW na faixa de 6,75% do valor faturado para os Estados e municípios atingidos pela usina. Essa compensação é uma espécie de royalty. Os recursos arrecadados são divididos assim: 10% para a União, 45% para os Estados e 45% para os municípios afetados. Dos recursos que vão para a União, são destinados 3% para o Ministério do Meio Ambiente (MMA), 3% para o MME e 4% para o FNDCT. Já para os Estados e municípios, a ANEEL define os critérios de divisão dos recursos.

De modo semelhante à CFURH são cobrados royalties da Usina Hidrelétrica de Itaipu, conforme determina o Tratado de Itaipu, assinado entre o Brasil e o Paraguai em 1973. Os royalties são calculados em função da energia mensal gerada pela usina e distribuídos de maneira equivalente ao da CFURH, com uma única diferença: da parcela dos Estados e municípios, foi determinado que 85% dos recursos sejam destinados aos Estados e municípios diretamente atingidos pelo reservatório da usina de Itaipu, e os 15% restantes são distribuídos aos Estados e municípios afetados por reservatórios a montante da usina de Itaipu (Ganim, 2009).

Devido ao racionamento de energia elétrica de 2001, o governo criou o ECE para custear a construção e a manutenção de usinas térmicas contratadas pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE), de forma a gerar uma capacidade de reserva. Esse encargo incidiu sobre a conta de luz até o final de 2005. A ideia de criar uma reserva de energia foi estendida pela Lei nº 10.848/2004, que criou o conceito de reserva de capacidade. Essa reserva de capacidade é custeada pelo EER, que é pago por todos os consumidores.

### **CAPÍTULO III: EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR FV NO BRASIL E SUA INDÚSTRIA**

A geração solar FV foi introduzida no Brasil no final da década de 70 com a comercialização de sistemas FVs para a área de telecomunicações. Na década de 80, surgiu a Heliodinâmica que foi uma das empresas pioneiras nesse setor. Ela construía componentes para sistemas de eletrificação rural, sistemas de telecomunicações e cercas elétricas. Nessa época, vigorava a “Lei da Informática” que beneficiava as empresas de equipamentos de computador. Como a indústria solar FV utilizava o mesmo silício monocristalino usado para fabricação de computadores, ela também foi beneficiada pela proteção da referida lei. Dessa forma, a Heliodinâmica pode usufruir de uma reserva de mercado que durou cerca de 10 anos. Entretanto, isso não foi suficiente para garantir seu crescimento e saúde financeira (MME, 2009).

Na década de 90, foi criado o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), que permitiu a compra de módulos FVs através de licitações internacionais. O programa conseguiu que se alcançasse uma capacidade instalada de 5 MWp em aproximadamente 7.000 comunidades no país (MME, 2009). Ele foi voltado especificamente para a geração *off-grid*. A forma adotada pelo PRODEEM não foi bem sucedida porque não possibilitou uma inserção tecnológica sustentável, e não serviu para incentivar a geração solar FV. Isso se deve ao fato do programa adquirir os sistemas FVs fora do país. Entretanto, ele foi importante para fornecer uma compreensão mais clara de questões como as dificuldades de implantação dos sistemas, a licitação de sistemas, a logística, a formação de mão-de-obra qualificada e a manutenção dos sistemas FVs (ABINEE, 2012). A partir de 2005, o programa foi incorporado no Programa Luz para Todos (Lpt) (MME, 2009). O Lpt foi lançado em 2003 com o objetivo de acabar com a exclusão elétrica no país, principalmente no meio rural (MME, 2013).

Atualmente, o Brasil ainda está iniciando seu processo de implantação de SFCR. A maior parte dos projetos existentes são projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), desenvolvidos em centros de pesquisa e universidades, gerando aproximadamente uma potência de 1,5 MWp. Em 2012 foram instalados mais 2 MWp no país, totalizando 3,5 MWp (ABINEE, 2013). Esse nível de produção ainda é discreto diante das possibilidades do país. O Brasil possui um potencial solar de 1.950 kWh/m<sup>2</sup>/ano, um valor muito maior que a Alemanha, cujo potencial é de 900 kWh/m<sup>2</sup>/ano (IEI, 2009). No Brasil, a geração solar FV ainda está concentrada em sistemas isolados. Existem

estimativas que indicam que a capacidade instalada atual no Brasil é de 31,5 MWp e aproximadamente 95 % em sistemas isolados (ABINEE, 2012).

De acordo com dados do Banco de Informações de Geração (BIG) da Aneel, atualmente o Brasil possui somente uma usina do tipo central geradora solar FV que está registrada como micro ou minigeradora de acordo com a Resolução Normativa 482/2012. É a usina PGM localizada em Uberlândia, com potência outorgada de 6,58 kW. Entretanto, já existem outras duas em funcionamento, Tanquinho, da CPFL, e a usina de Tauá, da MPX, com cerca de 1MW, que atualmente está sendo duplicada (ABINEE, 2012).

O custo do sistema está na faixa de € 1.751/kWp (BSW-solar, 2012). Uma estimativa do custo do sistema no Brasil feita pelo Grupo Setorial FV da Associação Brasileira da Indústria de Elétrica e Eletrônica (ABINEE) calculou o valor em R\$ 8.360/kWp. Já o custo da geração pode ser visto na figura 12 abaixo com a separação para as diferentes aplicações e com o valor do investimento inicial necessário para a instalação do sistema FV (EPE, 2012). Esses valores ainda são muito altos se comparados com outros países. A comparação com o custo de geração elétrica de outras fontes também é negativa. O custo de geração através de combustíveis fósseis (carvão, gás), por exemplo, é de US\$ 223/MWh (OpenIE, 2013), biomassa é de R\$ 149,14/MWh e eólica é de R\$ 311,87/kWh (ANEEL, 2011). Segundo a EPE, com a concessão de incentivos fiscais e financiamentos, o custo da geração solar residencial pode cair até R\$ 409/MWh, e atingir cerca de 98% do consumo residencial nacional. No caso da geração de projetos de maior escala (acima de 100 kWp), os incentivos poderiam reduzir o custo da energia a R\$ 300/MWh, um valor que ainda não seria competitivo, pois a média para esses setores de maior escala é de R\$ 150/MWh. O presidente da EPE, Maurício Tolmasquim, considera que ainda é muito cedo para colocar a energia solar nos leilões de energia de 2013 (Folha de São Paulo, 4 de julho de 2012). Entretanto, já há alguns estados brasileiros onde é economicamente viável o uso da energia solar, levando-se em consideração o valor da conta de luz nesses locais, de acordo com uma pesquisa da PSR Consultoria. Segundo estudo recente da EPE, a produção residencial de energia solar é vantajosa em 15% dos domicílios,

**Figura 12: Competitividade da geração FV – custo nivelado da geração (R\$/MWh)**

Aplicação	Potência (kW <sub>p</sub> )	Investimento inicial (R\$ mil)	Custo nivelado de geração (R\$/MWh)
Residencial	5	38	602
	10	69	541
Comercial	100	591	463
Industrial	1.000	5.185	402

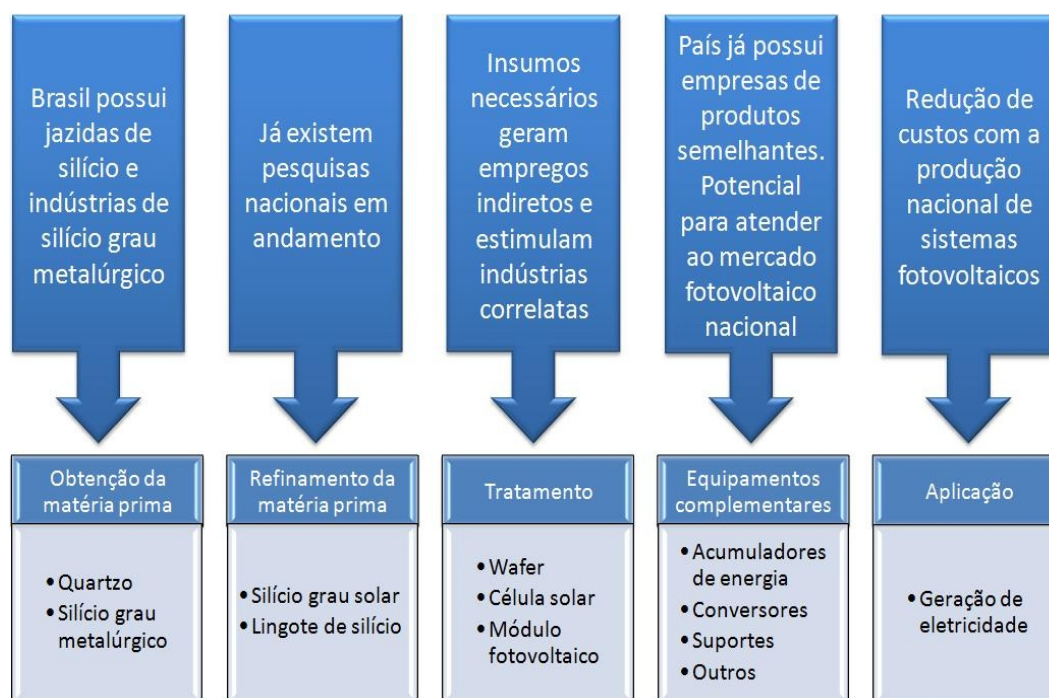
Fonte:EPE(2012:36)

A figura 13 demonstra um esquema com a cadeia do valor da energia FV e as oportunidades para o país. Como se observa na figura, o Brasil possui empresas nas extremidades da cadeia produtiva: na produção de silício metalúrgico e na montagem do módulo e das indústrias de suporte.

É importante ressaltar que o país possui grandes reservas de quartzo de qualidade e uma indústria consolidada na extração desse mineral, sendo um dos líderes mundiais na produção de silício de grau metalúrgico ficando somente atrás da China, que produz 55% do total mundial. A empresa brasileira RIMA Industrial é a 4ª maior produtora do mundo (ABINEE, 2012). Entretanto, o país ainda não realiza a purificação do silício até o grau solar, somente de forma experimental em nível laboratorial. Portanto, por isso o Brasil ainda não produz células de silício cristalino.

A RIMA possui um diferencial na produção de silício pois criou o Processo Verde de Produção do Silício, que utiliza insumos energéticos renováveis. Esses são oriundos de florestas de eucalipto com desenvolvimento genético contínuo, o que assegura um aumento de produtividade e regularidade florestal (ABINEE, 2012).

**Figura 13: Cadeia de valor da energia fotovoltaica e as oportunidades disponíveis para o país**



Fonte: CCGE, 2010 : 16

Com relação aos equipamentos complementares, a indústria brasileira de inversores enfrenta grandes desafios devido principalmente à competição com os países asiáticos. Para contornar esse problema, a indústria nacional desloca a produção dos inversores para fora do país, onde a estrutura de custos é menor e depois importa o produto final, realizando no Brasil somente o desenvolvimento de projetos, levando em consideração que a indústria possui o conhecimento e a mão-de-obra qualificada (ABINEE, 2012). Por outro lado, existem produtores nacionais que realizam a fabricação de inversores nacionalmente, essas empresas possuem uma capacidade para atuação no mercado global e uma larga escala de produção e linhas de produção para atender igualmente outros setores além do energético, como telecomunicações, informática e transporte. Algumas medidas já foram tomadas pelo governo para fomentar a indústria local, como por exemplo a redução do IPI para o setor, por meio da Lei da Informática, de 95% para as regiões Centro-Oeste, Nordeste e Amazônia, e de 80% para as demais regiões. Foi estipulado que os incentivos sejam reduzidos com o tempo, a partir de 2015, com o fim em 2019 (Lei nº 11.077/2004).

No que diz respeito às baterias, a produção brasileira voltada para diversos setores pode atender às demandas do setor FV. Contudo, muitas dessas baterias não são adequadas às características da indústria FV, uma vez que possuem um curto tempo de vida. Outro problema é oriundo da exposição delas ao calor. Além disso, as baterias convencionais causam impactos



ambientais por causa da utilização de chumbo (ABINEE, 2012). Para resolver essas dificuldades, as empresas brasileiras têm buscado novas tecnologias para aumentar o tempo de vida das baterias e fazê-las suportar altas temperaturas. Existem também pesquisas para se utilizar produtos menos perigosos ao meio ambiente.

A produção dos componentes do BoS é feita quase totalmente no Brasil. Da mesma forma que as baterias precisam ser adaptadas para a geração FV, os equipamentos do BoS também precisam ser adaptados. Assim, como no Brasil a demanda é pequena, a produção desses componentes acaba sendo realizada fora do país (ABINEE, 2012).

A produção de módulos FVs no Brasil ainda está no início. A planta local de produção mais relevante é a da Tecnometal, com capacidade de produção de 25 MW anuais, escala considerada pequena se comparada com as empresas asiáticas. Essa empresa começou a produção de módulos FVs a partir de células importadas, recentemente em 2010. Os analistas destacam que esse é o primeiro passo para o desenvolvimento da cadeia produtiva da indústria FV no Brasil (ABINEE, 2012).

Desse modo, levando em consideração as informações ditas a respeito da produção de módulos FVs no Brasil, a primeira barreira que pode-se identificar é a dependência de produtos importados, principalmente nas tecnologias de células solares mais modernas, como as orgânicas e as sensibilizadas por corantes.

Entre as barreiras, há o receio das distribuidoras de energia elétrica com a inserção da geração solar FV, principalmente se for feita na modalidade distribuída, devido às características seguintes (ABINEE, 2012):

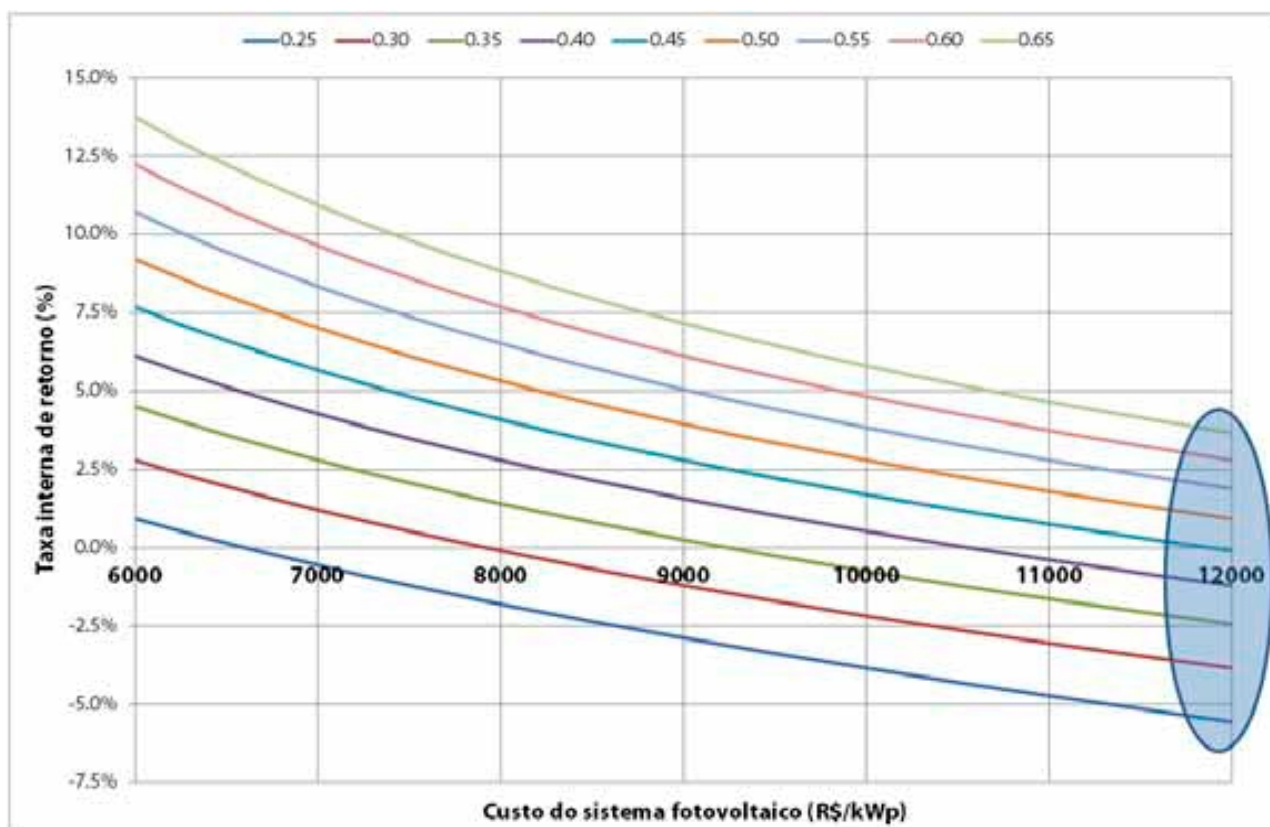
- A intermitência da geração solar FV, com grandes variações de potência num espaço de tempo pequeno;
- Preocupação com a eventual redução do controle operativo sobre sua rede através da injeção intermitente de energia;
- Exigência de celebração de contrato de acordo operativo para se resguardar de responsabilidade para qualquer incidente ocorrido na instalação de geração distribuída.

Outra barreira identificada é a econômica. O custo da geração solar FV no Brasil ainda é muito elevado se comparado com outras fontes de geração, como já mencionado anteriormente. Para superar esse impedimento, há diversas opções de incentivos, como a tarifa *feed-in*, o sistema de *net-metering* e as cotas de energia, além da redução da carga tributária que incide sobre os equipamentos e atividades da indústria.

Uma análise feita pela ABINEE (2012) demonstra de forma clara a barreira econômica. Através do gráfico abaixo, que mostra algumas curvas relativas à tarifa da concessionária com os impostos, parametrizada entre 0,25 R\$/kWh e 0,65 R\$/kWh e exibidas na parte superior do gráfico. Considerou-se a localidade com fator de capacidade de produção de 15% (geração média dividida por capacidade instalada), perda de eficiência ao longa da vida útil de 30 anos e custo de O&M (Operação e Manutenção) igual a 1% do investimento inicial.

A barreira econômica está demonstrada na parte mais à direita do gráfico, onde se nota que para custos de instalação de 12.000 R\$/kWp (referência atual do mercado nacional praticada por empresas integradoras que oferecem solução *turn key*) a taxa interna de retorno (TIR) é menor que 5%. Esse retorno é baixo se comparado ao valor atual da taxa Selic que está na casa dos 8%.

**Figura 14: Taxa interna de retorno real de sistema FV em função do custo de instalação e da tarifa final da concessionária com impostos**



Fonte: ABINEE, 2012: 44

Existem também as barreiras regulatórias. Apesar de as recentes resoluções normativas da ANEEL constituírem um arcabouço de regras para a mini e microgeração distribuída benéfico e que viabiliza essa geração, ainda há algumas questões em aberto. Por exemplo, a questão da

padronização dos procedimentos de licenciamento ambiental (que é de competência do IBAMA) ainda precisa ser tratada (ABINEE, 2012).

Por fim há outras barreiras no desenvolvimento da cadeia produtiva. Em relação ao silício, o custo de sua purificação é muito alto e intensivo em insumos energéticos. Somado a isso, o mercado brasileiro enfrenta forte competição dos produtores asiáticos, dificultando mais ainda o desenvolvimento dessa indústria.

## **CAPÍTULO IV: INTEGRAÇÃO DA ENERGIA SOLAR FV NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN) NO BRASIL**

No Brasil existem duas formas de inserção da energia solar FV: a *off-grid* e a *on-grid*. A geração *off-grid* foi introduzida no país através do PRODEEM e foi destinada principalmente para regiões que não eram alcançadas pela rede elétrica convencional, como no meio rural e na Amazônia. Entretanto, como o objeto de estudo desta monografia é a integração da geração FV *on-grid* no mercado elétrico brasileiro, não aprofundamos no presente trabalho essa modalidade de geração.

A geração *on-grid* ainda é incipiente no país, com a maioria dos projetos existentes ser na área de P&D, desenvolvidos em centros de pesquisa e universidades, gerando uma potência de cerca de 3,5 MW (ABINEE, 2013). Apesar desse baixo nível de produção, o potencial brasileiro é muito grande.

Destacamos dentro da geração *on-grid* duas formas de inserção: a em larga escala e a micro e minigeração. A geração centralizada de maior porte é feita através de usinas geradoras FVs com potência geralmente superior à 300 kWp. Ela ainda não é competitiva atualmente se comparada a outras formas de geração que têm sido contratadas nos leilões de energia nova. Além disso, esse tipo de geração no Brasil está dentro de um vácuo regulatório devido às regras para usinas de grande porte se destinarem às hidrelétricas e termelétricas, e mais recentemente para as usinas de biomassa e eólicas (ABINEE, 2012).

Dito isto, vamos entrar no foco desse trabalho que é a micro e minigeração distribuída.

### **IV.1 – Análise do marco regulatório atual para a micro e minigeração distribuída**

No marco regulatório atual, apesar do Brasil já ter iniciado a utilização da geração solar FV e das vantagens desse tipo de geração, a legislação atual ainda vem dando os primeiros passos no sentido de regular essa atividade.

A Resolução Normativa nº 481/2012 da Aneel estabeleceu que a fonte solar para a micro e minigeração distribuída terá um desconto de 80% nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de

transmissão e distribuição (TUST e TUSD) para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, aplicável nos 10 primeiros anos de operação da usina, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada. Após os 10 anos, o desconto cairá para 50%. O valor das tarifas também será de 50% nos casos dos empreendimentos que entrarem em operação após a data limite estipulada.

A REN nº 482/2012 da Aneel com as alterações da REN nº 517/2012 adotou no Brasil o sistema de compensação (*net-metering*), esse sistema será melhor detalhado na seção 3. A REN nº 482/2012 tem por finalidade estabelecer as condições gerais para o acesso da microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e tratar do sistema de compensação de energia elétrica.

A resolução começa definindo os conceitos de micro e minigeração distribuída, e do sistema de compensação de energia elétrica. A principal distinção entre as duas é em relação à potência instalada, como já mencionado anteriormente. Na primeira a potência instalada é menor ou igual a 100 kW, já na segunda a potência é de 100 kW a 1 MW. Essa resolução foi aprovada em abril de 2012 e concedeu 240 dias para as distribuidoras se adaptarem às novas exigências, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), às normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, às normas internacionais. Caso o prazo seja encerrado a distribuidora deverá seguir as orientações da Seção 3.7 do Módulo 3 do Prodist para solicitar o acesso. Na data da realização desse trabalho, esse prazo já expirou, e algumas distribuidoras como a Light e a Enersul começaram a se adaptar e preparar os procedimentos para o acesso à micro e minigeração distribuída.

De acordo com a resolução 482, a central geradora para a micro e minigeração distribuída que participe do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora ficará dispensada da assinatura de contratos de uso e conexão, sendo somente necessária a celebração de Acordo Operativo para os minigeradores ou do Relacionamento Operacional para os microgeradores. O Acordo Operativo é celebrado entre o acessante e a acessada, que descreve e conceitua as atribuições, responsabilidades e o relacionamento técnico-operacional do ponto de conexão e instalações de conexão.

Em relação ao sistema de compensação de energia elétrica, o faturamento da unidade consumidora que o integrar deverá ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A. De acordo com o Prodist, o Grupo A é o grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento de tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a

partir do sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste grupo nos termos definidos para opção do consumidor. O Grupo B é o grupamento das unidades consumidoras com tensão inferior a 2,3 kV.

O consumo faturado é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto tarifário, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido nos meses subsequentes. Se a energia injetada foi superior à energia consumida, a diferença deverá ser utilizada para compensação em horários dentro do mesmo ciclo de faturamento. Caso essa energia que sobrou não seja utilizada na própria unidade consumidora, ela poderá ser usada em outra unidade seja do mesmo proprietário ou de outro.

A respeito dos custos para adequação do sistema de medição ao sistema de compensação, a responsabilidade é do interessado. Esse custo é a diferença entre o custo dos sistemas de medição para o sistema de compensação e o custo do medidor padrão. Os equipamentos necessários para fazer a adequação serão cedidos sem custo às respectivas Concessionárias e Permissionárias de Distribuição. Após a adequação, quem ficará responsável pela operação e manutenção do sistema de medição é a distribuidora.

No caso de danos ao sistema elétrico de distribuição por alguma irregularidade da unidade consumidora, o ressarcimento ficará a cargo do consumidor responsável pela irregularidade. Nesse caso, os créditos de energia ativa gerados pela unidade consumidora que cometeu a infração não poderão ser utilizados no sistema de compensação de energia elétrica.

O diretor da ABRADDEE, Marcos Antônio Delgado, considerou que as normas técnicas são uma das principais preocupações das distribuidoras. Elas podem ser um entrave para o sucesso do projeto de micro e minigeração no Brasil, pois o projeto elétrico exigido pelas distribuidoras pode custar tão caro quanto os equipamentos de geração. O diretor da Enersud, Luiz Cezar Pereira, defende que as empresas adotem um projeto padrão para reduzir os custos aos consumidores (Agência CanalEnergia, 8 de fevereiro de 2013).

A Resolução Normativa nº 502/2012 da ANEEL estabelece a regulamentação sobre os sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B, exceto as unidades classificadas em qualquer subclasse de baixa renda do subgrupo B1 – Residencial e as do subgrupo B4 – Iluminação Pública. As medidas propostas na Resolução devem ser implantadas pelas distribuidoras num prazo de até 18 meses após a sua publicação dessa resolução em 7 agosto de 2012. No caso das permissionárias que celebrarem contrato após a publicação da Resolução, o prazo começa a correr a partir da data da vigência do contrato.

O sistema de medição das unidades consumidoras que fizerem parte da modalidade tarifária branca deve apurar o consumo de energia elétrica em pelo menos 4 postos tarifários, devendo ser programáveis o início e o fim de cada posto. Essa modalidade tarifária branca foi criada para as unidades do grupo B e é caracterizada pelas tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia.

Além disso, foi determinado que deverá estar a disposição do consumidor através do mostrador do medidor ou de dispositivo localizado dentro da unidade consumidora, as informações referentes ao valor de energia elétrica consumida acumulada por posto tarifário e a identificação do posto tarifário corrente. Se a unidade optar por não aderir à modalidade tarifária branca, os requisitos citados de informações não serão obrigatórios. Os proprietários das unidades consumidoras, independentemente da modalidade tarifária escolhida, poderão solicitar à distribuidora informações a respeito dos valores de tensão e de corrente de cada fase, do valor de energia elétrica consumida acumulada por posto tarifário, da identificação do posto tarifário corrente, da data e horário de início e fim das interrupções de curta e longa duração ocorridas nos últimos 3 meses, e dos últimos 12 valores calculados dos indicadores de Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP) e de Duração Relativa de Transgressão Crítica (DRC). No caso do sistema de medição ser provido de sistema de comunicação remota, a distribuidora deve adotar medidas que assegurem a segurança dos dados trafegados e das informações de caráter pessoal coletadas das unidades.

A Resolução Normativa nº 517 foi elaborada com o propósito principal de resolver uma liberdade de interpretação do texto da Resolução 482, que permitia aos fiscos estaduais, de acordo com o seu entendimento, cobrarem ICMS da energia que fosse transferida da microgeração para a rede. A Resolução 517 tirou a ideia de comercialização, passando a adotar o termo empréstimo gratuito de energia, com o propósito de evitar que alguns fiscos estaduais cobrassem ICMS dessa energia passada da microgeração para a rede. A ANEEL via essa possibilidade de cobrança como uma barreira, configurando mais dificuldades para a expansão da micro e minigeração. Entretanto, em alguns Estados ainda é praticada a incidência do ICMS sobre a eletricidade fornecida e não sobre a injetada pela unidade produtora de eletricidade FV.

Outro documento legal relevante é a Resolução Homologatória<sup>6 7</sup> (REH) nº 1507/2013, cujo

---

6 A REH aprova ainda os novos valores dos Serviços Cobráveis e a previsão anual dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS) e de Energia de Reserva (EER) da Cemig-D. Fica homologado o valor mensal de R\$ 45.341.921,97, a ser repassado pela Eletrobrás à Cemig-D, no período de competência de abril/2013 a março/2014, referentes aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica.

7 As unidades consumidoras listadas na tabela 4 (anexo) poderão optar pela Modulação Dinâmica, que consiste no estabelecimento das 3 horas consecutivas e nos cinco dias de aplicação do horário de ponta diferentes do definido no parágrafo anterior. A Modulação Dinâmica é a alocação do horário de ponta de determinados consumidores de

objetivo é homologar o resultado da 3ª Revisão Tarifária Periódica (RTP) da Cemig-D, fixar as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e as Tarifas de Energia (TE). Apesar dessa legislação ser voltada especificamente para a Cemig, ela é importante pois pode vir a inspirar a legislação a ser aplicada em todo o território nacional. Ela determina que as tarifas da Cemig-D fiquem em média reposicionadas em 3,06%, sendo 0,47% referentes ao reposicionamento tarifário econômico e 2,59% referentes aos componentes financeiros pertinentes. Além disso, estabelece que os valores dos componentes Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) e T (trajetória de custos operacionais) do Fator X serão 1,15% e 0,68%, respectivamente, a serem aplicados na atualização da “Parcela B”, nos reajustes tarifários da Cemig-D de 2014 a 2017. O componente Q do Fator X deverá ser apurado em cada reajuste tarifário, a partir de 2004.

O Fator X tem por objetivo garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes se mantenha ao longo do ciclo tarifário. Ele é calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$Fator\ X = Pd + Q + T$$

onde:

**Pd** = ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

**Q** = qualidade do serviço; e

**T** = trajetória de custos operacionais.

Fica determinado também que o nível regulatório de perdas de energia elétrica a ser utilizado nos reajustes tarifários da Cemig-D de 2014 a 2017 é de 7,84% para as perdas técnicas e em 7,63% para as perdas não técnicas.

Para o cálculo das TUSD aplicáveis aos consumidores que assinaram Contrato de compra de Energia Incentivada (CCEI) será aplicado o desconto divulgado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para cada consumidor sobre a parcela da TUSD sujeita a desconto, devendo o resultado ser somado à parcela da TUSD não sujeita a desconto.

O horário de ponta determinado para a Cemig-D compreende o período entre as 17 horas e 00 minuto e 19 horas e 59 minutos. Esse horário é um período definido pela distribuidora e aprovado pela ANEEL para toda sua área de concessão considerando a curva de carga de seu sistema elétrico e composto por 3 horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, “Corpus Christi” e feriados definidos por lei federal. No caso da área de concessão estar no horário de verão, o período será estendido por uma hora no seu início e fim.

---

transmissão que acompanha a variação sazonal do horário de ocorrência da ponta do sistema.



Se houver alguma mudança do horário de ponta estabelecido, as unidades consumidoras deverão ter seus contratos de uso ou fornecimento adequados ao novo horário de ponta no prazo de até 180 dias. Além disso, os consumidores deverão ser notificados pela distribuidora em até 30 dias no caso de alteração.

De acordo com a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, as definições de microgeração e minigeração distribuída são as seguintes:

- I) microgeração distribuída: é uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- II) minigeração distribuída: é uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

A geração distribuída (GD) é aquela realizada junto às edificações, com os painéis FVs montados geralmente nos telhados, fachadas ou áreas livres das residências e edifícios comerciais. Essas construções serão alimentadas pela energia elétrica produzida por esses painéis, por meio de um inversor de corrente contínua em corrente alternada, juntamente com a rede de distribuição de baixa tensão na qual estão interligadas (Câmara, 2011). Uma definição mais técnica da GD se encontra no artigo 14 do Decreto nº 5.163/2004, que estabelece que a GD é aquela produção de energia elétrica conectada diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, proveniente de fontes renováveis de energia ou cogeração, que possuam uma eficiência energética maior ou igual a 75% e potência inferior a 30 MW.

Como os SFCRs estão ligados à rede, eles não precisam utilizar armazenadores de energia, o que contribui para a diminuição do custo desses sistemas. Além disso, essa proximidade entre a geração e os pontos de carga produz alguns benefícios para o setor elétrico, que foram expostas na Nota Técnica nº 0025/2011 da ANEEL:

- A postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão;
- O baixo impacto ambiental;
- O menor tempo de implantação;
- A redução no carregamento das redes;

- A redução das perdas;
- A melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada;
- O provimento de serviços auxiliares, como a geração de energia reativa;
- Diversificação da matriz energética.

Apesar desses aspectos positivos, a inserção de mais GD representa um desafio à atual organização industrial do setor elétrico brasileiro. Com efeito, ao se reduzir a energia elétrica consumida nas distribuidoras, essas veem sua base de remuneração e negócios reduzida. Além disso, o papel da rede se torna ainda mais essencial pois a energia elétrica é reinjetada nela, o que gera uma maior complexidade de operação da rede de distribuição, em razão desse fluxo bidirecional de energia.

Entre os fatores que dificultam a disseminação dessa forma de geração no mundo, dois se destacam: as resistências das concessionárias de energia, temerosas de perderem receitas, e o alto custo dos módulos FVs. Como a queda dos custos da energia solar FV é uma tendência global, essa limitação econômica tenderá a ser superada. Mesmo assim, devido a essas dificuldades existem alguns mecanismos de incentivos para facilitar a inserção da micro e minigeração distribuída. Os principais mecanismos existentes são: a tarifa *feed-in*, o sistema de *net-metering* e as cotas de energia. Esses mecanismos serão melhor detalhados e explicados mais à frente.

Analisando além do escopo da micro e minigeração distribuída, um relatório elaborado pela ABINEE em 2012 sugere que se considere também os empreendimentos em energia solar FV de até 5 MW, que a princípio não se incluem na minigeração distribuída. Esse relatório defende que as usinas solares desse porte não possuem uma regulamentação específica e isso cria para esses produtores exigências que a princípio só seriam para produtores de maior porte. Portanto, ocorre um impedimento para que as exigências sejam padronizadas, e conseqüentemente, obstrui a obtenção de ganhos de escala caso fossem padronizados.

Por fim o relatório da ABINEE coloca alguns riscos para os empreendimentos de pequeno porte que devem ser observados:

- I. Tarifas binômias – hoje, os consumidores de baixa tensão do Grupo B utilizam tarifas monômias. Nesse caso, os consumidores são cobrados pelos kWh consumidos e a distribuidora deve recuperar seus custos, por meio de uma tarifa que remunera a energia consumida. Como esses consumidores precisarão de menos energia devido à geração solar distribuída, haverá menos energia consumida para remunerar os gastos com a parcela fio (valor pago pelo uso do sistema de distribuição e transmissão). A garantia que

esse valor seja pago à distribuidora é a regra segundo a qual o consumo faturado de energia nunca pode ser inferior a 100 kWh em cada mês. Entretanto, existe a possibilidade de que no futuro as tarifas sejam binômias, com os consumidores pagando uma tarifa mensal fixa relativa aos investimentos feitos na rede e uma tarifa de energia para remunerar a energia efetivamente consumida.

- II. Queda acelerada de preços da energia solar – a diminuição dos preços tem um lado negativo pois num primeiro momento pode causar o afastamento de potenciais usuários. Pelo fato do preço final da energia ser determinado basicamente pelo investimento inicial, uma percepção de queda acelerada dos preços poderá levar os investidores a adiar seus investimentos, com o objetivo de reduzir o custo de sua energia.

## **IV.2 – Políticas de apoio**

### **IV.2.1 – Sistema de *net-metering* ou sistema de compensação de energia**

O sistema de compensação de energia (*net-metering*) é um mecanismo que já vem sendo utilizado em pelo menos 14 países no mundo (REN21, 2011), como a Alemanha, o Canadá, a Dinamarca, a Itália, o Japão e os Estados Unidos, conforme mencionado na Nota Técnica nº 0043 da ANEEL.

Esse sistema funciona com a instalação de um único medidor bidirecional, ou seja, ele deverá medir a energia ativa injetada na rede e a energia ativa consumida através da rede, que irá registrar a energia consumida e a energia gerada em um mesmo ponto de conexão. A compra e a instalação desse medidor ficará por responsabilidade do interessado. O sistema de compensação é mais efetivo quando a tarifa de energia elétrica paga pelo consumidor é alta, como afirma Goetzberger (2005). Segundo esse autor, para esse sistema ser viável e competitivo é necessário que haja uma paridade tarifária, ou seja, o custo da energia solar FV precisa ser próximo ao preço da energia convencional.

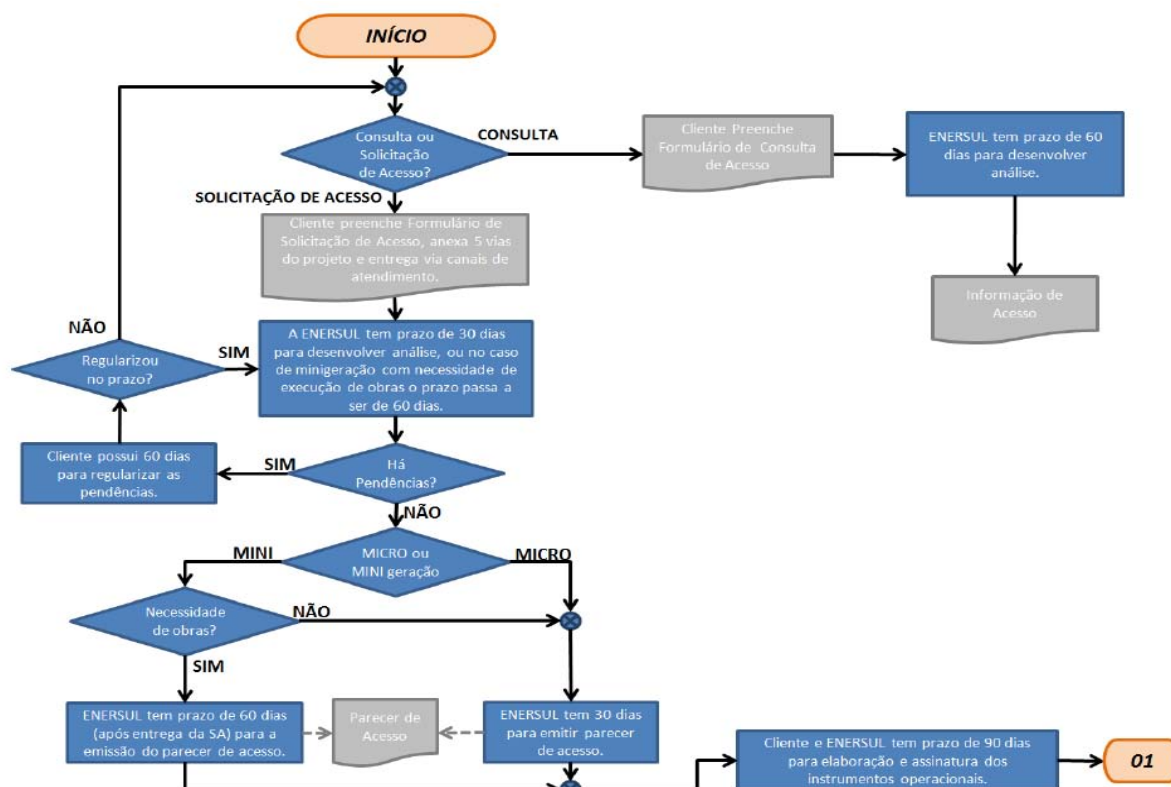
No caso brasileiro, as distribuidoras farão a substituição dos medidores, cobrando somente a diferença entre o custo do medidor bidirecional e o medidor convencional aos consumidores, além dos aparelhos para dar segurança à rede. Se a energia gerada for superior à consumida em um determinado mês, o consumidor receberá uma compensação na forma de um crédito em energia (em kWh) na próxima fatura. Esse crédito pode ser usado no máximo até 36 meses após o faturamento,

sendo impossível ao consumidor buscar qualquer forma de compensação após esse prazo. Caso isso não aconteça, o consumidor simplesmente pagaria a diferença entre a energia consumida e gerada, e os créditos seriam revertidos em prol da modicidade tarifária. Também existe a possibilidade de que a energia que não foi consumida, seja utilizada para compensar o consumo de outras unidades cadastradas no sistema, atendidas por uma mesma distribuidora e desde que o titular seja o mesmo.

No Brasil, a adesão ao sistema de compensação criado pela REN nº 482 não pode ser feita pelos consumidores livres e especiais. O consumidor livre é aquele estabelecido no ACL, sob condições livremente negociadas. O consumidor especial é aquele responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo “A” (grupo de alta tensão), integrantes do mesmo submercado no Sistema Integrado Nacional (SIN), reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.

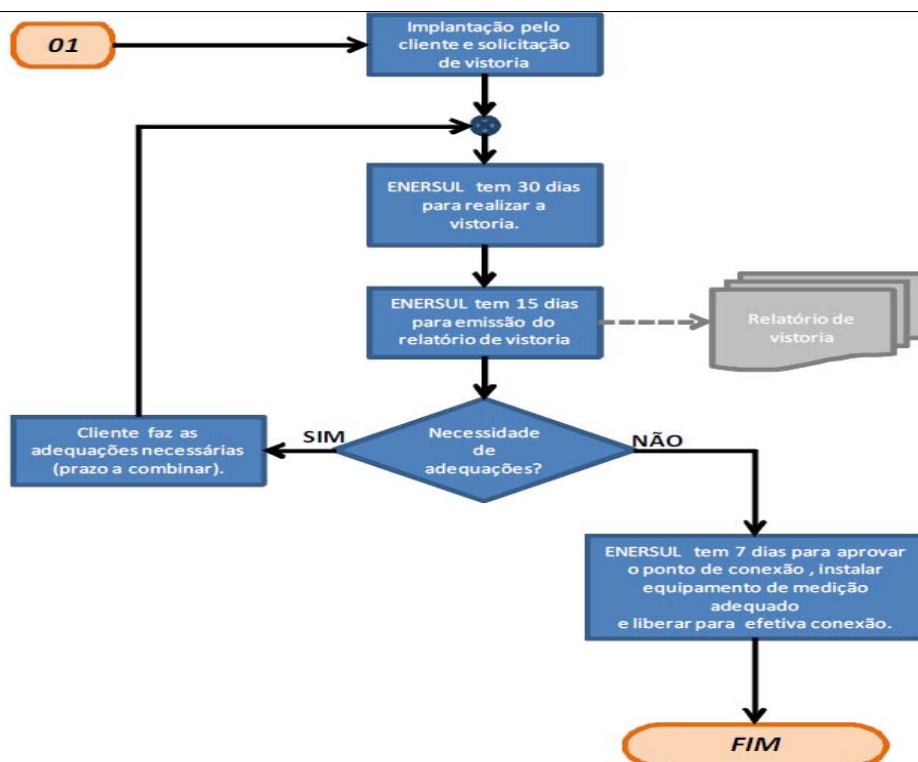
A Light foi a primeira distribuidora a registrar uma unidade como microgeração, é o caso da Biblioteca Pública do Estado do Rio de Janeiro que ganhou uma usina solar FV de 38 kWp. Além dela a Enersul e a Ampla também iniciaram os procedimentos de acesso para micro e minigeração distribuída. A Enersul disponibiliza para os acessantes um documento que detalha o fluxo do processo para realizar a solicitação do acesso, que demonstra desde o início com a consulta até a finalização com a aprovação ou não do ponto de conexão, conforme ilustrado nas duas figuras abaixo.

**Figura 15: Procedimento de acesso à micro e minigeração distribuída (1)**



Fonte: Enersul, 2013

**Figura 16: Procedimento de acesso à micro e minigeração distribuída (2)**



Fonte: Enersul, 2013

#### **IV.2.2 – Tarifa *Feed-In***

O sistema de *Feed-in*, também conhecido como tarifa prêmio, consiste no pagamento de uma tarifa mais vantajosa para os geradores que utilizem fontes renováveis de energia, em comparação com as tarifas das fontes convencionais. Como a geração de energia elétrica através de fontes renováveis geralmente apresenta custos mais elevados, a tarifa *feed-in* visa facilitar a realização desses empreendimentos. De acordo com um paper de Villarini et al (2011), para se calcular o valor da tarifa prêmio deve-se analisar as seguintes variáveis: o retorno sobre o patrimônio, a depreciação do equipamento, os juros sobre o capital de empréstimo e capital de giro, as despesas de manutenção e operação.

Essas tarifas são fornecidas por um período determinado, que costuma ir de 10 a 20 anos. Vários países no mundo ainda adotam essa tarifa, mas muitos deles já estão abandonando ou prestes a abandonar o sistema, porque as tarifas estão perto de se igualar aos preços competitivos ou para reduzir os gastos do governo (ABINEE, 2012).

As tarifas *feed-in* são usadas em mais de 85 países em 2010 (REN21, 2011). Nos últimos anos, muitos países têm adotado este mecanismo. Na África, África do Sul, Argélia e Uganda utilizavam as tarifas prêmio para projetos de pequena escala, mas na África do Sul, o sistema foi abandonado em favor do mecanismo de leilões. Na Europa, esse sistema é usado na Itália, Reino Unido, França, República Tcheca, Espanha e Alemanha, país que mais utilizou esse mecanismo (ABINEE, 2012). Ela contribuiu para tornar a tarifa prêmio popular após a edição da Lei Alemã de Energias Renováveis de 2000. O modelo alemão se utiliza de uma estimativa de preço baseada no custo de produção de cada uma das fontes renováveis e incorpora uma redução deste valor ao longo do tempo, baseada nas estimativas de diminuição de custo. Os operadores de rede devem dar prioridade aos módulos FV que desejem se conectar ao sistema de distribuição de energia elétrica alemão (ABINEE, 2012). O custo gerado para cada consumidor alemão com essa tarifa era de somente 0,20 centavos de euro acrescentados na fatura de energia elétrica em 2010 (Papadopoulos, 2011). Entretanto, com o sucesso do programa e o elevado número de adesões, o impacto sobre a tarifa aumentou fortemente e o governo começou a reduzi-la. Esse modelo permitiu à Alemanha se tornar de maneira rápida, um dos principais mercados para a indústria FV no mundo.

#### **IV.2.3 – Cotas de Energia**

No sistema de cotas de energia, normalmente alcançadas por meio de certificados (*renewable certificates* e leilões de compra), é estabelecido um volume de energia que deverá ser obrigatoriamente adquirido pelas distribuidoras para cada fonte de energia que se deseja incentivar. Na maioria dos casos, há repasse dos custos de compra dessa energia mais cara aos consumidores. O governo geralmente irá subsidiar o pagamento do equipamento e da energia gerada, dessa forma, esse mecanismo necessita de uma importante disponibilidade financeira do governo, se as cotas forem importantes, podem prejudicar a duração desse tipo de programa (MME, 2009). Os países no mundo que adotam esse sistema são: Austrália, Canadá, China, Estados Unidos, Itália, Japão e Reino Unido. O destaque internacional nesse sistema é a Califórnia, que possui o chamado *Renewables Portfolio Standard*. Nele há uma determinação dos percentuais de energias renováveis que devem ser atingidos: 20% em 2013 e 25% em 2016. Existem políticas diferentes para cada tipo de geradores, os de grande porte realizam leilões competitivos para fazer as contratações (*Renewable Auction Mechanism* – RAM). Já os de pequeno porte seriam beneficiados por uma tarifa *feed-in* (EPE, 2012).

Na América Latina, o Peru se destaca pela realização dos leilões de compra com contratos de longo prazo. Esses leilões já contrataram 173 GWh/ano em 2010 com preço médio de 221 US\$/MWh, e em 2011, 43 GWh/ano ao preço médio de 120 US\$/MWh. Como pode se observar, o preço caiu quase pela metade. A tabela 4 mostra os dados das usinas contratadas (EPE, 2012).

**Tabela 4: Contratação de geração de energia solar FV no Peru por leilões**

Usina	Tarifa (US\$/MWh)	Potência instalada (MW <sub>p</sub> )	Fator de capacidade (%)	Energia contratada (GWh/ano)	Início de operação
Panamericana Solar	215,0	20	28,9	51	06/2012
Majes Solar	222,5	20	21,5	38	06/2012
Repartición Solar	223,0	20	21,4	37	06/2012
Tacna Solar	225,0	20	26,9	47	06/2012
Moquegua FV	119,9	16	30,7	43	12/2014

Fonte: OSINERGMIN (EPE, 2012 : 47)

O Brasil possui exemplos recentes de sucesso no uso dos leilões de compra, como os utilizados para a geração eólica. Poderiam ser utilizados leilões semelhantes para estimular a geração de energia solar FV centralizada, onde grandes quantidades de energia são contratadas. No país, a primeira tentativa de uso dessa política voltada para a geração FV será realizada pelo leilão

A-3 que cadastrou vários projetos de energia solar. Ele está previsto para ocorrer dia 18 de novembro de 2013, de acordo com a Portaria do MME nº 270/2013, que alterou a Portaria nº 226/2013. De acordo com este último documento, o prazo do Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) é de 20 anos e o início do suprimento da energia elétrica gerada é previsto para 1º de janeiro de 2016. Nesse leilão não será habilitado tecnicamente pela EPE o empreendimento de geração de fonte solar cujo Custo Variável Unitário<sup>8</sup> (CVU) seja superior a zero e cuja potência seja inferior a 5 MW.

Para esse leilão, foram cadastrados 3 GW de energia solar, sendo 119 projetos de solar. Desse total, 109 são FVs, com 2.729 MW de capacidade, e 10 heliotérmicos, com 290 MW. O Estado da Bahia é que o tem mais projetos solares, 80, entre FVs e heliotérmicos, com 1.994 MW cadastrados. O Rio Grande do Norte e o Ceará têm 5 usinas FVs cadastradas com respectivamente 115 MW e 105 MW de capacidade.

Os CCEAR resultantes desse leilão para a geração solar deverão conter cláusulas específicas para o ressarcimento da energia não suprida ao comprador. As cláusulas devem observar as seguintes condições:

I – o valor da receita de venda corrigida correspondente à energia não suprida, no caso de geração média anual inferior a noventa por cento do montante contratado;

II – o valor da receita de venda corrigida correspondente à energia quadrienal não suprida, acrescido de seis por cento, no caso de geração média quadrienal inferior ao montante contratado.

Por fim, a Portaria estabelece que os projetos de geração solar deverão possuir no ato do Cadastramento uma declaração do empreendedor de que a usina cumprirá os requisitos de desempenho estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS e no PRODIST, e uma certificação de Produção Anual de Energia contendo a estimativa da geração média anual de longo prazo do empreendimento FV e respectiva incerteza padrão.

Para o Cadastramento a partir de 2016, os projetos deverão apresentar um histórico de medições contínuas de irradiação global horizontal e de irradiação direta normal, por período não inferior a 12 meses consecutivos, realizadas no local do empreendimento, integralizadas a cada minuto, sendo exigido no segundo caso, a partir de 2018, período de medições não inferior a 36 meses consecutivos, para empreendimentos FVs com tecnologia de concentração da irradiação.

#### **IV.3 – Análise da paridade tarifária da geração solar FV**

<sup>8</sup> De acordo com a definição da Portaria do MME nº 213, o CVU é o valor expresso em R\$/MWh, necessário para cobrir todos os custos operacionais de um empreendimento.



A fim de verificar a viabilidade da geração FV, realizamos o cálculo da paridade tarifária nos baseando num estudo feito pela EPE (2012) e na metodologia utilizada pelo EPIA (2011). Essa metodologia se baseia numa fórmula, apresentada na figura abaixo, para determinar o custo nivelado ou equivalente da geração, calculando os fluxos de entrada e saída de caixa correspondentes às receitas e despesas de investimento e operacionais durante a vida útil da instalação. Nesse cálculo, foram computadas as receitas valorando a energia produzida pelo custo nivelado de geração. Esse custo corresponde ao valor que torna nulo o valor presente do fluxo de caixa líquido.

**Figura 17: Fórmula de cálculo do custo nivelado da geração**



O diagrama apresenta a fórmula LCOE em um retângulo amarelo. No topo, o título "LCOE formula" está em amarelo. Abaixo, a fórmula é mostrada como LCOE = (CAPEX + NPV of total OPEX) / NPV of total EP. À direita da fórmula, há uma lista de definições: CAPEX: Capital Expenditure (investment costs), OPEX: Operations and Maintenance costs, EP: Electricity Production (in kWh) e NPV: Net Present Value. No canto inferior esquerdo, a fonte "source: IEA/OECD-NEA" é mencionada.

$$\text{LCOE} = \frac{\text{CAPEX} + \text{NPV of total OPEX}}{\text{NPV of total EP}}$$

CAPEX: Capital Expenditure (investment costs)  
OPEX: Operations and Maintenance costs  
EP: Electricity Production (in kWh)  
NPV: Net Present Value

source: IEA/OECD-NEA

Fonte: EPIA (2011)

Para se comparar a competitividade da geração FV distribuída deve-se analisar o valor do custo nivelado da geração, medido em R\$/MWh, e compará-lo com os valores da tarifa paga pelo consumidor à concessionária (EPE, 2012). Segundo o estudo da EPE (2012), para a aplicação residencial, o custo nivelado corresponde ao valor mínimo da tarifa de fornecimento de energia que o consumidor deve “enxergar” para considerar viável, em termos econômicos, seu investimento na geração FV.

O primeiro passo para o cálculo da paridade consiste em verificar os custos de investimentos em sistemas de geração FV no Brasil. Para isso, foi refeita a tabela 5 do estudo da EPE (2012:27) para a taxa de câmbio atual. Levando em conta a atual volatilidade do dólar (setembro de 2013), estabeleceu-se a cotação de US\$ 1 = R\$ 2,30. Chegou-se, então, ao seguinte quadro referencial dos custos de investimento.

**Tabela 5: Custo de investimento em sistemas FVs – referência no Brasil (R\$/Wp) (1)**

Potência	Painéis (2)	Inversores	Instalação e Montagem	Total
Residencial (4-6 kWp)	6,41	1,64	2,01	10,06
Residencial (8-10 kWp)	5,81	1,44	1,81	9,06

Fonte: Elaboração própria baseada no estudo da EPE (2012)

Nota: (1) calculado a partir de referências internacionais (US\$ 1,00 = R\$ 2,30) da tabela 4, com acréscimo de 25% de tributos nacionais.

(2) painéis fixos, que não acompanham o movimento do Sol.

Em seguida, os valores obtidos foram utilizados para calcular o custo nivelado através da fórmula da EPIA. Os parâmetros considerados para fazer o cálculo são os seguintes:

- Correção da tarifa: 8% ao ano
- Vida útil das instalações: 30 anos
- Perda de eficiência dos painéis: 0,65% ao ano
- Custo anual de operação e manutenção: 1% do custo de investimento
- Taxa Selic: 9% ao ano

O exemplo utilizado neste trabalho foi de um sistema FV de 1,9 kWp, o que leva a um custo de investimento inicial de R\$ 19.114. Foram considerados os preços das tarifas com impostos das seguintes distribuidoras: Light, Ampla, CPFL-Paulista, Eletropaulo, Bandeirante e COSERN. Os resultados alcançados para o custo nivelado são expostos na tabela abaixo e no anexo:

**Tabela 6: Custo Nivelado da Geração (em R\$/MWh)**

Distribuidoras	Potência (kWp)	Geração Anual (kWh)	Investimento Inicial (R\$)	Custo nivelado de geração (R\$/MWh)
LIGHT	1,9	2394	19114	485
AMPLA	1,9	2394	19114	520
CPFL-Paulista	1,9	2603	19114	432
ELETROPAULO	1,9	2394	19114	434
BANDEIRANTE	1,9	2394	19114	466
COSERN	1,9	2603	19114	447

Fonte: Elaboração própria

Baseado nos valores obtidos acima, encontrou-se um custo nivelado médio de R\$ 464/MWh. Esse valor está próximo do valor médio da tarifa cobrada pelas 6 concessionárias analisadas com o acréscimo dos tributos, que é de R\$ 402/MWh. Somente para o caso da tarifa

cobrada pela AMPLA, R\$ 481/MWh, a paridade tarifária é atingida. A tarifa dessa concessionária é a mais cara do Brasil.

Deve-se levar em consideração que essa simulação não considera quaisquer medidas de incentivo, tanto de natureza fiscal quanto tributária. Além disso, os cálculos realizados consideram que a produção tenha um fator de capacidade médio. Em algumas regiões, entretanto, pode-se encontrar condições melhores que a média, aumentando a competitividade da geração FV. Outro fator que merece destaque é a alta recente do dólar que encareceu muito o preço dos componentes para a produção dos módulos FVs. Consequentemente, o custo do investimento também aumentou de forma expressiva. Caso o dólar volte a um patamar menor, a geração solar FV se torna mais competitiva.

A produção local dos componentes FVs evitaria os impactos negativos provocados pelos custos cambiais de importação desse produtos.

Outro fato recente que prejudicou a conquista da paridade tarifária foi a redução das tarifas da conta de luz em 2013. Entretanto, a redução foi pontual e o custo marginal da geração é crescente. Desse modo, espera-se que a geração FV volte a ser competitiva.

O estudo conduzido pela EPE (2012) identificou alguns incentivos que podem aprimorar o alcance da paridade tarifária pela geração solar FV, a saber:

- Condições especiais de financiamento às instalações residenciais em até 80% das condições oferecidas pelo programa PROESCO do BNDES de apoio a projetos de eficiência energética;
- Incentivo no imposto de renda;
- Incentivos fiscais nos equipamentos, instalação e montagem.

Dentre eles, o estudo chegou à conclusão que o incentivo no imposto de renda seria o que causaria maior impacto sobre o custo da energia, reduzindo o custo em cerca de 23%, todos os benefícios seriam essenciais para levar ao amadurecimento e estímulo do mercado interno.

## CONCLUSÃO

Esta monografia teve como objetivo investigar se a geração de energia solar FV é uma alternativa interessante para o Brasil e a possibilidade de sua inserção no SEB. Foi realizada uma análise da geração solar FV *on grid*, descrevendo suas características fundamentais. Devido à alta exposição à irradiação solar, à alta densidade populacional, ao desenho urbano e ao perfil de consumo das cidades brasileiras, a utilização dessa fonte de energia elétrica apresenta grande potencial no Brasil. O desenho urbano e a concentração da população de suas cidades favorecem a instalação de painéis FVs no telhado das construções, como forma de geração distribuída. Além disso, o consumo brasileiro é caracterizado pela alta demanda nos horários de pico de geração que ocorrem durante o dia, quando a geração solar é mais intensa. Tal característica ajuda a minimizar a carga na rede.

Analisando a viabilidade dos SFCR, foram identificadas uma série de barreiras à sua disseminação. Uma das barreiras identificadas são os elevados custos da fonte solar FV. Entretanto, já se identifica no mercado mundial uma queda acentuada desse custo à medida que a capacidade instalada mundial de geração de energia FV e a produção da indústria de módulos FVs se expande. Existe uma expectativa que esta tendência se mantenha nos próximos anos. No Brasil, os custos ainda estão altos e geração FV é pequena (3,5 MWp), mas acredita-se que com os incentivos corretos do Governo e dos agentes do mercado, o quadro possa ser alterado e o Brasil se beneficie da expansão mundial da indústria FV.

O presente trabalho também identificou barreiras regulatórias ao desenvolvimento da geração FV. No entanto, esse impedimento já vem sendo combatido pela ANEEL, que tem editado Resoluções Normativas para regular o mercado de GD. A Agência introduziu as regras para o sistema de compensação de energia, ou *net-metering*, um importante incentivo para estimular a geração FV. Entretanto, a regulamentação não é madura e ainda pode ser revista, o que cria incerteza para os geradores. Além disso, modificações recentes nos preços das tarifas das concessionárias, que foram reduzidas a partir da edição da Medida Provisória nº 579, e dos sistemas FVs, que sofreram aumento devido ao câmbio, afetaram negativamente a competitividade da geração FV.

Em relação à indústria FV, ela se caracteriza pelo alto grau de segmentação em suas várias

fases de produção. A sua cadeia produtiva vai desde à extração do quartzo até a montagem dos módulos FVs. A indústria é intensiva em tecnologia e todas suas etapas possuem alto valor agregado, exceto a extração do quartzo. Atualmente, o Brasil possui atividades somente na parte extrativa da cadeia, com algumas poucas indústrias brasileiras se limitando a importar os componentes dos módulos e montando-os no país. A etapa final de purificação do silício até o grau solar só é feita no Brasil de forma experimental em nível laboratorial.

A pequena demanda por módulos FVs e o alto custo da purificação do silício, somada à competição dos produtores asiáticos, se constitui numa dificuldade ao desenvolvimento dessa indústria. É consenso entre os especialistas da área, dentre eles Rütther, Salamoni e Zilles, a necessidade do fornecimento de incentivos à indústria local. Nesse sentido, o governo já está implantando algumas medidas no setor, como a redução do IPI através da Lei da Informática. Com esses estímulos se espera que ocorra uma redução de custos de produção mais significativa e que ela aumente, gerando ganhos de escala.

Por fim, existem barreiras de ordem técnica à geração solar FV. No entanto, a experiência observada em mercados mais maduros revela que a maioria dos problemas temidos podem ser contornados (ABINEE, 2012).

Apesar dessas barreiras, a geração FV *on grid* vem sendo introduzida aos poucos no SEB. O passo inicial fundamental foi dado pela ANEEL, através da edição das REN nº 481, 482 e 517 de 2012. Na opinião de alguns agentes importantes de mercado, essas mudanças são suficientes para viabilizar, do ponto de vista regulatório, a GD em unidades residenciais de baixa tensão (EPE, 2012).

O sistema de compensação de energia utilizado no Brasil foi uma das três políticas de apoio identificadas neste trabalho para facilitar a inserção da geração FV na matriz energética nacional. Segundo Goetzberger (2005), esse sistema é mais efetivo quando a tarifa de energia elétrica é cara, como é o caso brasileiro, mesmo depois da recente redução da tarifa. Entretanto, o autor salienta que para o sistema ser viável é preciso que haja paridade tarifária. Nos cálculos realizados em nosso trabalho, a paridade só foi encontrada na região servida pela Ampla. Acredita-se, no entanto, que em breve ela será atingida, devido ao aumento das tarifas e à continuação da queda dos preços dos sistemas FV.

As outras duas políticas, a tarifa prêmio e o sistema de cotas de energia através de leilões, não são muito indicadas para o Brasil. A tarifa *feed-in* se baseia no pagamento de uma tarifa mais vantajosa para os geradores. Para financiá-la seria necessário um gasto muito elevado por parte do Governo brasileiro, que atualmente passa por um período de contenção de despesas. Somado a isso,

deveria se estabelecer uma fonte para os recursos dessa tarifa, que seria difícil de se obter. Desse modo, essa política não seria viável. Já os leilões de energia são mais adequados à geração FV centralizada, devido às grandes quantidades de energia que são contratadas, não sendo indicado para a GD.

No que diz respeito à questão da paridade tarifária houve uma regressão desde a publicação do estudo da EPE (2012). Com efeito, os dados encontrados mostram que ela, devido à redução das tarifas do SEB e à desvalorização cambial, sofreu uma perda de competitividade e somente é encontrada na região atendida pela empresa de distribuição Ampla. Entretanto, não foram considerados nesta monografia, os cálculos de incentivos que foram realizados pela EPE. Com os incentivos citados no estudo, haveria um cenário mais favorável para a inserção da energia solar FV no SEB. Além disso, com o contínuo aumento das tarifas praticadas pelo SEB e a redução dos custos com o progresso tecnológico dos sistemas FV, a paridade deverá voltar a ser alcançada e, desta vez, possivelmente em todo o território nacional.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist**. Módulo 1 – Introdução. Revisão 6, 14 de dezembro de 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA – ABINEE. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da ABINEE. Junho de 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA – ABRADDEE. **A Tarifa de Energia**. Disponível em: <[www.abradee.com.br](http://www.abradee.com.br)>. Acesso em: 01/09/2013.

ASSOCIAÇÃO DA INDÚSTRIA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA – COGEN. **Inserção de Energia Solar no Brasil**. Julho, 2012.

AVRIL, S., MANSILLA, C., BUSSON, M. & LEMAIRE, T. **Photovoltaic Energy Policy: Financial Estimation and Performance Comparison of the Public Support in Five Representative Countries**. Energy Policy. 2012. p. 244-258

BARBOSE, G.; DARGHOUTH, N.; WISER, R. & SEEL, J. **Tracking the Sun IV: An Historical Summary of the Installed Cost of Photovoltaics in the United States from 1998 to 2010**. Berkeley Lab. September, 2011.

BERTOI, E. F. **Análise dos Incentivos à Microgeração Distribuída sob a Perspectiva da Viabilidade Econômica dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Monografia não publicada. Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2012.

BRASIL. Decreto nº 2.410 de 28 de novembro de 1997.

\_\_\_\_\_. Decreto nº 2.655 de 2 de julho de 1998.

\_\_\_\_\_. Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004.

\_\_\_\_\_. Decreto nº 5.175 de 9 de agosto de 2004.

\_\_\_\_\_. Lei nº 7990 de 28 de dezembro de 1989.

- \_\_\_\_\_. Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996.
- \_\_\_\_\_. Lei nº 10438 de 26 de abril de 2002.
- \_\_\_\_\_. Lei nº 10.762 de 11 de novembro de 2003.
- \_\_\_\_\_. Lei nº 10847 de 15 de março de 2004.
- \_\_\_\_\_. Lei nº 10848 de 15 de março de 2004.
- \_\_\_\_\_. Lei nº 11.077 de 30 de dezembro de 2004.
- \_\_\_\_\_. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 481 de 17 de abril de 2012.
- \_\_\_\_\_. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012.
- \_\_\_\_\_. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 502 de 7 de agosto de 2012.
- \_\_\_\_\_. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 517 de 11 de dezembro de 2012.
- \_\_\_\_\_. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória nº 1507 de 5 de abril de 2013.
- CÂMARA, C. F. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. Monografia não publicada. Departamento de Engenharia, Universidade Federal de Lavras. Lavras, 2011.
- CASTRO, NIVALDE & DASSIE, A. M. **Projeto Provedor de Informações sobre o Setor Elétrico. Relatório Mensal Acompanhamento de Conjuntura: Renováveis**. GESEL, Fevereiro de 2013.
- CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS – CGEE. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: Subsídios para Tomada de Decisão**. Maio, 2010.
- CHRISTANTE, LUCIANA. **A Eletricidade Subiu no Telhado**. Revista Unesp Ciência. Agosto, 2012.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Nota Técnica: Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Energética Brasileira**. Maio, 2012.
- ESPOSITO, A. S. **O Setor Elétrico Brasileiro e o BNDES: Reflexões sobre o Financiamento aos Investimentos**. 2011.



EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION (EPIA). *Global Market Outlook for Photovoltaics: for Photovoltaic until 2016*. Maio, 2012.

GANIM, A. **Setor elétrico brasileiro: aspectos regulamentares, tributários e contábeis**. 2<sup>a</sup> ed. Brasília, DF. Synergia: Canal Energia, 2009.

GOETZBERGER, A. & HOFFMANN. **Photovoltaic Solar Energy Generation**. Berlin: Springer, 2005.

HERNDON, ANDREW. **Swedish Nanotech Startup Sees Space Material Improving Solar**. BLOMBERG. Disponível em: <<http://www.bloomberg.com/>>. Acessado em: 9 de junho de 2013.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Tributos e Encargos na Conta de Luz: Pela Transparência e Eficiência**. White Paper nº 2, Novembro de 2010. Disponível em: <[www.acendebrasil.com.br](http://www.acendebrasil.com.br)>. Acesso em: 24 de agosto de 2013.

JANNUZI, G., VARELLA, F. & GOMES, R. **Relatório Final. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação**. International Energy Initiative. Campinas, SP. 2009.

LAPLANTE, PHILLIP A. *Comprehensive Dictionary of Electrical Engineering*. (2nd ed.). CRC Press. ISBN 978-0-8493-3086-5. 2005.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY - MIT. *An Interdisciplinary MIT Study – The Future of Electric Grid*. 2011. p. 53-72.

BULLIS, KEVIN. **First Solar Brilha Enquanto a Indústria Solar Cai**. *MIT TECHNOLOGY REVIEW*. Disponível em: <<http://www.technologyreview.com.br/>>. Acesso em: 20 de abril de 2013.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIAS - MME. **Estudo e propostas de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas**. 2009.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIAS – MME. **Informativo Tarifário Energia Elétrica: Tributos na Energia Elétrica**. Maio, 2012. Disponível em <[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)>. Acesso em: 24 de agosto de 2013.

OpenEI TRANSPARENT COST DATABASE. Disponível em <<http://en.openei.org/apps/TCDB>> Acesso em: 09 de fevereiro de 2013.

PAPADOPOULOU, E.; PAPADOPOULOU, E. V. M. *Installed PV System at Industrial Buildings*.

Photovoltaic Industrial Systems. In: (Ed.): Springer Berlin Heidelberg, 2011. p.57-73. (Green Energy and Technology).

PINTO JR, H. Q.(Org.), ALMEIDA, E. F., BOMTEMPO, J. V.; IOOTY, M. & BICALHO, R. G. **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. Rio de Janeiro – Elsevier, 2007.

QUICK, DARREN. **Spectrolab claims record efficiency for new solar cell**. GIZMA. Disponível em: <<http://www.gizmag.com/>>. Acesso em: 10/04/2013.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR 21<sup>st</sup> CENTURY (REN21). **Renewables Global Futures Report**. 2013. Disponível em <<http://www.ren21.net/>>. Acesso em: 16/04/2013.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR 21<sup>st</sup> CENTURY (REN21). **Renewables Global Status Report**. 2012. Disponível em <<http://www.ren21.net/>>. Acesso em: 15/02/2013.

RODRIGUEZ, CARLOS R. C. **Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: o Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 2002.

RÜTHER, R. & SALAMONI, I. **O Potencial dos Setores Urbanos Brasileiros para a Geração de Energia Solar Fotovoltaica de Forma Integrada às Edificações**. *Revista Fórum Patrimônio*. 2011.

RÜTHER, R., SALAMONI, I. & ZILLES, R. **Uma Oportunidade para o Desenvolvimento da Indústria Fotovoltaica no Brasil: Eletricidade Solar para os Telhados**. *Revista Parcerias Estratégicas* (Brasília). 2009.

SALAMONI, ISABEL T. **O Paradigma do Alto Custo da Energia Fotovoltaica no Brasil e a Paridade Tarifária**. Monografia apresentada ao Eco\_Lógicas: Concurso Catarinense de Monografias sobre Energias Renováveis e Eficiência Energética. Florianópolis, 2008.

SILVA, F. S. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética. **Resultados da Chamada nº 013/2011 Projeto Estratégico: Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira**. Florianópolis – SC, abril de 2012.

SILVA, F. G. R. **Análise e Levantamento da Composição Tarifária Brasileira**. Programa Solar

PV. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Fevereiro, 2013.

VASCONCELOS, Y. **O Desafio do Sol**. *Revista Pesquisa FAPESP*, Edição 207, 72-75. 2013.

VIANA, T. S. **Potencial de Geração de Energia Elétrica com Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador no Brasil**. Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis. 2010.

VILLARINI, M. et al. *Overview and Comparison of Global Concentrating Solar Power Incentives Schemes by Means of Computational Models*. Computational Science and Its Applications - ICCSA 2011. In: (Ed.): Springer Berlin / Heidelberg, v.6785, 2011. p.258-269. (Lecture Notes in Computer Science).

ZILLES, R. **Perspectivas de Aplicação de Sistemas de Geração Fotovoltaica Conectados à Rede Elétrica no País: Sistemas Conectados à Rede de Baixa Tensão**. USP, Instituto de Eletrotécnica e Energia – Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos. Seminário de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica – ABINEE. 2011

ZILLES, R. & RÜTHER, R. **Telhados solares e a indústria fotovoltaica**. *Valor Econômico*. São Paulo, 01 de abril de 2010.

## ANEXOS

<b>Tabela 7 – MODULAÇÃO DINÂMICA</b>	
<b>Unidade Consumidora – Subgrupo A2</b>	<b>Município</b>
COMPANHIA FERROLIGAS MINAS GERAIS	PIRAPORA
COMPANHIA VALE DO RIO DOCE	NOVA LIMA
DOW CORNING SIL DO BRASIL IND E COM	SANTOS DUMONT
IND E COM EXTRACAO DE AREIA K HOURI	MONTES CLAROS
INTERCEMENT BRASIL S A	IJACI
ITALMAGNESIO NORDESTE S A	VARZEA DA PALMA
LAFARGE BRASIL S A	MATOZINHOS
LAFARGE BRASIL S A	ARCOS
MINERACAO BELOCAL LTDA	ARCOS
MINERACAO BELOCAL LTDA	SAO JOSE DA LAPA
NEMAK ALUMINIO DO BRASIL LTDA	BETIM
NEUMAYER TEKFOR AUTOMOTIVE BRASIL	BETIM
NOVELIS DO BRASIL LTDA	OURO PRETO
PETROLEO BRASILEIRO S.A. PETROBRAS	BETIM
RIMA INDUSTRIAL SA	BOCAIUVA
RIMA INDUSTRIAL SA	VARZEA DA PALMA
SADA SIDERURGIA LTDA	VARZEA DA PALMA
SAINT GOBAIN DO BRASIL PROD IND CON	BARBACENA
TEKSID DO BRASIL LTDA	BETIM
VOTORANTIM METAIS ZINCO S A	VAZANTE

Fonte: Resolução Homologatória nº 1507/2013 – ANEEL

**Tabela 8: Custo Nivelado da Geração - Light**

Potência a ser instalada (Wp)	1900	Valor atual da tarifa (R\$/kWh)	0,41
Custo do "Wp" instalado (R\$)	10,06	Correção anual da tarifa (%)	8,00%
Investimento inicial (R\$)	19114	Custo Nivelado (R\$/MWh)	484,57
Geração anual (kWh)	2394	VP Produção eletricidade(kWh)	65444,2
Produtividade média (Wh/Wp/Ano)	1260		

Ano	Geração (0.65% de redução ao ano)	Correção Tarifa	Tarifa (R\$/kWh)	Valor gerado R\$	Manutenção R\$ 1% gerado	Receita líquida R\$	Taxa Juros SELIC	Valor presente gerado R\$	Valor Presente acumulado R\$	Lucro Presente R\$
1	2394	8%	0,411	984	191	793	9,00%	727	727	-18387
2	2378	8%	0,444	1056	191	864	9,00%	728	1455	-17659
3	2363	8%	0,479	1133	191	941	9,00%	727	2182	-16932
4	2348	8%	0,518	1215	191	1024	9,00%	726	2907	-16207
5	2332	8%	0,559	1304	191	1113	9,00%	723	3631	-15483
6	2317	8%	0,604	1399	191	1208	9,00%	720	4351	-14763
7	2302	8%	0,652	1501	191	1310	9,00%	717	5068	-14046
8	2287	8%	0,704	1611	191	1420	9,00%	712	5780	-13334
9	2272	8%	0,761	1728	191	1537	9,00%	708	6488	-12626
10	2258	8%	0,821	1855	191	1663	9,00%	703	7190	-11924
11	2243	8%	0,887	1990	191	1799	9,00%	697	7887	-11227
12	2228	8%	0,958	2135	191	1944	9,00%	691	8579	-10535
13	2214	8%	1,035	2291	191	2100	9,00%	685	9264	-9850
14	2199	8%	1,118	2458	191	2267	9,00%	678	9942	-9172
15	2185	8%	1,207	2637	191	2446	9,00%	672	10613	-8501
16	2171	8%	1,304	2830	191	2639	9,00%	665	11278	-7836
17	2157	8%	1,408	3036	191	2845	9,00%	657	11936	-7178
18	2143	8%	1,520	3258	191	3067	9,00%	650	12586	-6528
19	2129	8%	1,642	3496	191	3305	9,00%	643	13229	-5885
20	2115	8%	1,773	3751	191	3560	9,00%	635	13864	-5250
21	2101	8%	1,915	4025	191	3834	9,00%	628	13764	-5350
22	2088	8%	2,069	4318	191	4127	9,00%	620	13656	-5458
23	2074	8%	2,234	4634	191	4442	9,00%	612	13541	-5573
24	2061	8%	2,413	4972	191	4781	9,00%	604	13420	-5694
25	2047	8%	2,606	5335	191	5143	9,00%	596	13293	-5821
26	2034	8%	2,814	5724	191	5533	9,00%	589	13162	-5952
27	2021	8%	3,039	6142	191	5951	9,00%	581	13026	-6088
28	2008	8%	3,283	6590	191	6399	9,00%	573	12886	-6228
29	1994	8%	3,545	7071	191	6880	9,00%	565	12744	-6370
30	1981	8%	3,829	7587	191	7396	9,00%	557	12599	-6515

Fonte: Elaboração própria

**Tabela 9: Custo Nivelado da Geração – Ampla**

Potência a ser instalada (Wp)	1900	Valor atual da tarifa (R\$/kWh)	0,48138
Custo do "Wp" instalado (R\$)	10,06	Correção anual da tarifa (%)	8,00%
Investimento inicial (R\$)	19114	Custo Nivelado (R\$/MWh)	519,5
Geração anual (kWh)	2394	VP Produção eletricidade(kWh)	65444,2
Produtividade média (Wh/Wp/Ano)	1260		

Ano	Geração (0.65% de redução ao ano)	Correção Tarifa	Tarifa (R\$/kWh)	Valor gerado R\$	Manutenção R\$ 1% gerado	Receita líquida R\$	Taxa Juros SELIC	Valor presente gerado R\$	Valor Presente acumulado R\$	Lucro Presente R\$
1	2394	8%	0,481	1152	191	961	9,00%	882	882	-18232
2	2378	8%	0,520	1237	191	1045	9,00%	880	1762	-17352
3	2363	8%	0,561	1327	191	1136	9,00%	877	2639	-16475
4	2348	8%	0,606	1424	191	1232	9,00%	873	3512	-15602
5	2332	8%	0,655	1527	191	1336	9,00%	869	4380	-14734
6	2317	8%	0,707	1639	191	1448	9,00%	863	5244	-13870
7	2302	8%	0,764	1759	191	1567	9,00%	857	6101	-13013
8	2287	8%	0,825	1887	191	1696	9,00%	851	6952	-12162
9	2272	8%	0,891	2025	191	1833	9,00%	844	7796	-11318
10	2258	8%	0,962	2172	191	1981	9,00%	837	8633	-10481
11	2243	8%	1,039	2331	191	2140	9,00%	829	9462	-9652
12	2228	8%	1,122	2501	191	2310	9,00%	821	10284	-8830
13	2214	8%	1,212	2684	191	2492	9,00%	813	11097	-8017
14	2199	8%	1,309	2879	191	2688	9,00%	804	11901	-7213
15	2185	8%	1,414	3090	191	2898	9,00%	796	12697	-6417
16	2171	8%	1,527	3315	191	3124	9,00%	787	13484	-5630
17	2157	8%	1,649	3557	191	3366	9,00%	778	14261	-4853
18	2143	8%	1,781	3817	191	3625	9,00%	769	15030	-4084
19	2129	8%	1,924	4095	191	3904	9,00%	759	15789	-3325
20	2115	8%	2,077	4394	191	4203	9,00%	750	16539	-2575
21	2101	8%	2,244	4715	191	4523	9,00%	740	16398	-2716
22	2088	8%	2,423	5059	191	4868	9,00%	731	16249	-2865
23	2074	8%	2,617	5428	191	5237	9,00%	722	16093	-3021
24	2061	8%	2,826	5824	191	5633	9,00%	712	15932	-3182
25	2047	8%	3,053	6249	191	6058	9,00%	703	15766	-3348
26	2034	8%	3,297	6705	191	6514	9,00%	693	15596	-3518
27	2021	8%	3,560	7194	191	7003	9,00%	684	15422	-3692
28	2008	8%	3,845	7719	191	7528	9,00%	674	15245	-3869
29	1994	8%	4,153	8283	191	8092	9,00%	665	15066	-4048
30	1981	8%	4,485	8887	191	8696	9,00%	655	14884	-4230

Fonte: Elaboração própria

**Tabela 10: Custo Nivelado da Geração – CPFL Paulista**

Potência a ser instalada (Wp)	1900	Valor atual da tarifa (R\$/kWh)	0,35
Custo do "Wp" instalado (R\$)	10,06	Correção anual da tarifa (%)	8,00%
Investimento inicial (R\$)	19114	Custo Nivelado (R\$/MWh)	431,73
Geração anual (kWh)	2603	VP Produção eletricidade(kWh)	71157,58
Produtividade média (Wh/Wp/Ano)	1370		

Ano	Geração (0.65% de redução ao ano)	Correção Tarifa	Tarifa (R\$/kWh)	Valor gerado R\$	Manutenção R\$ 1% gerado	Receita líquida R\$	Taxa Juros SELIC	Valor presente gerado R\$	Valor Presente acumulado R\$	Lucro Presente R\$
1	2603	8%	0,350	911	191	719	9,00%	660	660	-18454
2	2586	8%	0,378	977	191	786	9,00%	662	1322	-17792
3	2569	8%	0,408	1048	191	857	9,00%	662	1984	-17130
4	2553	8%	0,441	1125	191	934	9,00%	662	2645	-16469
5	2536	8%	0,476	1207	191	1016	9,00%	660	3305	-15809
6	2519	8%	0,514	1295	191	1104	9,00%	658	3964	-15150
7	2503	8%	0,555	1390	191	1198	9,00%	656	4619	-14495
8	2487	8%	0,600	1491	191	1300	9,00%	652	5272	-13842
9	2471	8%	0,648	1600	191	1409	9,00%	649	5920	-13194
10	2455	8%	0,699	1717	191	1525	9,00%	644	6565	-12549
11	2439	8%	0,755	1842	191	1651	9,00%	640	7204	-11910
12	2423	8%	0,816	1976	191	1785	9,00%	635	7839	-11275
13	2407	8%	0,881	2121	191	1929	9,00%	629	8468	-10646
14	2391	8%	0,951	2275	191	2084	9,00%	624	9092	-10022
15	2376	8%	1,028	2441	191	2250	9,00%	618	9710	-9404
16	2360	8%	1,110	2619	191	2428	9,00%	612	10321	-8793
17	2345	8%	1,199	2811	191	2620	9,00%	605	10927	-8187
18	2330	8%	1,294	3016	191	2825	9,00%	599	11525	-7589
19	2315	8%	1,398	3236	191	3045	9,00%	592	12118	-6996
20	2300	8%	1,510	3472	191	3281	9,00%	585	12703	-6411
21	2285	8%	1,631	3725	191	3534	9,00%	579	12621	-6493
22	2270	8%	1,761	3997	191	3806	9,00%	572	12532	-6582
23	2255	8%	1,902	4289	191	4098	9,00%	565	12434	-6680
24	2240	8%	2,054	4602	191	4411	9,00%	558	12330	-6784
25	2226	8%	2,218	4938	191	4747	9,00%	550	12221	-6893
26	2211	8%	2,396	5298	191	5107	9,00%	543	12106	-7008
27	2197	8%	2,588	5685	191	5494	9,00%	536	11986	-7128
28	2183	8%	2,795	6100	191	5909	9,00%	529	11863	-7251
29	2169	8%	3,018	6545	191	6354	9,00%	522	11736	-7378
30	2154	8%	3,260	7023	191	6832	9,00%	515	11607	-7507

Fonte: Elaboração própria

**Tabela 11: Custo Nivelado da Geração – Eletropaulo**

Potência a ser instalada (Wp)	1900	Valor atual da tarifa (R\$/kWh)	0,31
Custo do "Wp" instalado (R\$)	10,06	Correção anual da tarifa (%)	8,00%
Investimento inicial (R\$)	19114	Custo Nivelado (R\$/MWh)	434,02
Geração anual (kWh)	2394	VP Produção eletricidade(kWh)	65444,2
Produtividade média (Wh/Wp/Ano)	1260		

Ano	Geração (0.65% de redução ao ano)	Correção Tarifa	Tarifa (R\$/kWh)	Valor gerado R\$	Manutenção R\$ 1% gerado	Receita líquida R\$	Taxa Juros SELIC	Valor presente gerado R\$	Valor Presente acumulado R\$	Lucro Presente R\$
1	2394	8%	0,309	740	191	549	9,00%	503	503	-18611
2	2378	8%	0,334	794	191	603	9,00%	507	1010	-18104
3	2363	8%	0,360	852	191	660	9,00%	510	1520	-17594
4	2348	8%	0,389	914	191	723	9,00%	512	2032	-17082
5	2332	8%	0,420	980	191	789	9,00%	513	2545	-16569
6	2317	8%	0,454	1052	191	861	9,00%	513	3059	-16055
7	2302	8%	0,490	1129	191	938	9,00%	513	3572	-15542
8	2287	8%	0,530	1211	191	1020	9,00%	512	4084	-15030
9	2272	8%	0,572	1300	191	1108	9,00%	510	4594	-14520
10	2258	8%	0,618	1394	191	1203	9,00%	508	5102	-14012
11	2243	8%	0,667	1496	191	1305	9,00%	506	5608	-13506
12	2228	8%	0,720	1605	191	1414	9,00%	503	6111	-13003
13	2214	8%	0,778	1723	191	1531	9,00%	500	6610	-12504
14	2199	8%	0,840	1848	191	1657	9,00%	496	7106	-12008
15	2185	8%	0,908	1983	191	1792	9,00%	492	7598	-11516
16	2171	8%	0,980	2128	191	1937	9,00%	488	8086	-11028
17	2157	8%	1,059	2283	191	2092	9,00%	483	8569	-10545
18	2143	8%	1,143	2450	191	2259	9,00%	479	9048	-10066
19	2129	8%	1,235	2629	191	2437	9,00%	474	9522	-9592
20	2115	8%	1,334	2820	191	2629	9,00%	469	9991	-9123
21	2101	8%	1,440	3026	191	2835	9,00%	464	9952	-9162
22	2088	8%	1,555	3247	191	3056	9,00%	459	9904	-9210
23	2074	8%	1,680	3484	191	3293	9,00%	454	9848	-9266
24	2061	8%	1,814	3738	191	3547	9,00%	448	9784	-9330
25	2047	8%	1,959	4011	191	3820	9,00%	443	9714	-9400
26	2034	8%	2,116	4304	191	4113	9,00%	438	9638	-9476
27	2021	8%	2,285	4618	191	4427	9,00%	432	9557	-9557
28	2008	8%	2,468	4955	191	4764	9,00%	427	9472	-9642
29	1994	8%	2,666	5317	191	5125	9,00%	421	9383	-9731
30	1981	8%	2,879	5705	191	5513	9,00%	416	9290	-9824

Fonte: Elaboração própria



**Tabela 12: Custo Nivelado da Geração – Bandeirante**

Potência a ser instalada (Wp)			1900	Valor atual da tarifa (R\$/kWh)			0,37			
Custo do "Wp" instalado (R\$)			10,06	Correção anual da tarifa (%)			8,00%			
Investimento inicial (R\$)			19114	Custo Nivelado (R\$/MWh)			465,74			
Geração anual (kWh)			2394	VP Produção eletricidade(kWh)			65444,2			
Produtividade média (Wh/Wp/Ano)			1260							
Ano	Geração (0.65% de redução ao ano)	Correção Tarifa	Tarifa (R\$/kWh)	Valor gerado R\$	Manutenção R\$ 1% gerado	Receita líquida R\$	Taxa Juros SELIC	Valor presente gerado R\$	Valor Presente acumulado R\$	Lucro Presente R\$
1	2394	8%	0,373	893	191	702	9,00%	644	644	-18470
2	2378	8%	0,403	958	191	767	9,00%	645	1289	-17825
3	2363	8%	0,435	1028	191	837	9,00%	646	1935	-17179
4	2348	8%	0,470	1103	191	912	9,00%	646	2581	-16533
5	2332	8%	0,507	1183	191	992	9,00%	645	3226	-15888
6	2317	8%	0,548	1270	191	1079	9,00%	643	3870	-15244
7	2302	8%	0,592	1362	191	1171	9,00%	641	4510	-14604
8	2287	8%	0,639	1462	191	1271	9,00%	638	5148	-13966
9	2272	8%	0,690	1569	191	1377	9,00%	634	5782	-13332
10	2258	8%	0,746	1683	191	1492	9,00%	630	6413	-12701
11	2243	8%	0,805	1806	191	1615	9,00%	626	7038	-12076
12	2228	8%	0,870	1938	191	1747	9,00%	621	7659	-11455
13	2214	8%	0,939	2079	191	1888	9,00%	616	8275	-10839
14	2199	8%	1,014	2231	191	2040	9,00%	610	8885	-10229
15	2185	8%	1,095	2394	191	2203	9,00%	605	9490	-9624
16	2171	8%	1,183	2568	191	2377	9,00%	599	10089	-9025
17	2157	8%	1,278	2756	191	2565	9,00%	593	10682	-8432
18	2143	8%	1,380	2957	191	2766	9,00%	586	11268	-7846
19	2129	8%	1,490	3173	191	2982	9,00%	580	11848	-7266
20	2115	8%	1,610	3404	191	3213	9,00%	573	12421	-6693
21	2101	8%	1,738	3653	191	3462	9,00%	567	12944	-6129
22	2088	8%	1,877	3919	191	3728	9,00%	560	13468	-5576
23	2074	8%	2,028	4205	191	4014	9,00%	553	13992	-5033
24	2061	8%	2,190	4512	191	4321	9,00%	546	14516	-4499
25	2047	8%	2,365	4842	191	4650	9,00%	539	15040	-3974
26	2034	8%	2,554	5195	191	5004	9,00%	532	15564	-3458
27	2021	8%	2,759	5574	191	5383	9,00%	525	16088	-2951
28	2008	8%	2,979	5981	191	5790	9,00%	518	16612	-2454
29	1994	8%	3,218	6417	191	6226	9,00%	512	17136	-1966
30	1981	8%	3,475	6886	191	6694	9,00%	505	17660	-1488

Fonte: Elaboração própria

**Tabela 13: Custo Nivelado da Geração – COSERN**

Potência a ser instalada (Wp)		1900	Valor atual da tarifa (R\$/kWh)		0,38134					
Custo do "Wp" instalado (R\$)		10,06	Correção anual da tarifa (%)		8,00%					
Investimento inicial (R\$)		19114	Custo Nivelado (R\$/MWh)		447,35					
Geração anual (kWh)		2603	VP Produção eletricidade(kWh)		71157,58					
Produtividade média (Wh/Wp/Ano)		1370								
Ano	Geração (0.65% de redução ao ano)	Correção Tarifa	Tarifa (R\$/kWh)	Valor gerado R\$	Manutenção R\$ 1% gerado	Receita líquida R\$	Taxa Juros SELIC	Valor presente gerado R\$	Valor Presente acumulado R\$	Lucro Presente R\$
1	2603	8%	0,381	993	191	801	9,00%	735	735	-18379
2	2586	8%	0,412	1065	191	874	9,00%	736	1471	-17643
3	2569	8%	0,445	1143	191	952	9,00%	735	2206	-16908
4	2553	8%	0,480	1226	191	1035	9,00%	733	2939	-16175
5	2536	8%	0,519	1316	191	1125	9,00%	731	3670	-15444
6	2519	8%	0,560	1412	191	1221	9,00%	728	4398	-14716
7	2503	8%	0,605	1515	191	1324	9,00%	724	5122	-13992
8	2487	8%	0,654	1625	191	1434	9,00%	720	5841	-13273
9	2471	8%	0,706	1744	191	1553	9,00%	715	6556	-12558
10	2455	8%	0,762	1871	191	1680	9,00%	710	7266	-11848
11	2439	8%	0,823	2008	191	1817	9,00%	704	7970	-11144
12	2423	8%	0,889	2154	191	1963	9,00%	698	8668	-10446
13	2407	8%	0,960	2311	191	2120	9,00%	692	9360	-9754
14	2391	8%	1,037	2480	191	2289	9,00%	685	10045	-9069
15	2376	8%	1,120	2661	191	2470	9,00%	678	10723	-8391
16	2360	8%	1,210	2855	191	2664	9,00%	671	11394	-7720
17	2345	8%	1,306	3064	191	2873	9,00%	664	12057	-7057
18	2330	8%	1,411	3287	191	3096	9,00%	656	12714	-6400
19	2315	8%	1,524	3527	191	3336	9,00%	649	13363	-5751
20	2300	8%	1,646	3785	191	3594	9,00%	641	14004	-5110
21	2285	8%	1,777	4061	191	3870	9,00%	633	13902	-5212
22	2270	8%	1,920	4357	191	4166	9,00%	626	13792	-5322
23	2255	8%	2,073	4675	191	4484	9,00%	618	13675	-5439
24	2240	8%	2,239	5016	191	4825	9,00%	610	13552	-5562
25	2226	8%	2,418	5383	191	5191	9,00%	602	13423	-5691
26	2211	8%	2,612	5775	191	5584	9,00%	594	13289	-5825
27	2197	8%	2,821	6197	191	6006	9,00%	586	13151	-5963
28	2183	8%	3,046	6649	191	6458	9,00%	578	13010	-6104
29	2169	8%	3,290	7134	191	6943	9,00%	570	12865	-6249
30	2154	8%	3,553	7655	191	7464	9,00%	563	12718	-6396

Fonte: Elaboração própria